




3 1761 11708367 5



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761117083675>

electric power in canada

Government
Publications

1 MT 51

S22



énergie électrique au canada



1970

electric power in canada

Energy Development Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
OTTAWA, CANADA

l'énergie électrique au canada

Secteur de l'exploitation de l'énergie
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
OTTAWA, CANADA



UNIVERSITY OF TORONTO LIBRARY
130 St. George Street, 4th Floor
Toronto, Ontario M5S 1A5

PREFACE

"Electric Power in Canada" is compiled and published by the Energy Development Sector of the Department of Energy, Mines and Resources.

It presents an outline of the progress made during 1970 by Canada's electric utility industry in meeting the growing needs of its customers and includes an updated tabulation of power generation facilities.

Plans for future development of electrical systems in Canada are reviewed and some comments are included on the increasing problems of meeting the growing demand for electrical energy in an economical and reliable manner with increasing cost of financing and more pressing constraints of environment restrictions.

The Sector acknowledges with thanks the co-operation of electric utilities and of industrial companies with generating facilities, in providing the information on which this publication is based. Invaluable assistance has been given by the Dominion Bureau of Statistics with whom close liaison is maintained in the collection of data.

PRÉFACE

«L'Énergie électrique au Canada» présente l'information recueillie par le Secteur de l'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Cet ouvrage présente dans ses grandes lignes le progrès accompli au cours de l'année 1970 par l'industrie des services publics d'électricité au Canada pour répondre à la demande croissante des consommateurs et comprend une liste mise à jour des centrales électriques.

Il présente également les projets d'aménagement de réseaux électriques au Canada, ainsi que quelques observations sur les problèmes de plus en plus nombreux qu'il faut affronter pour répondre à la demande en énergie électrique d'une manière sûre et économique, compte tenu de l'augmentation du coût du financement et des contraintes plus immédiates imposées par la protection du milieu naturel.

Le Secteur remercie les services d'utilité publique et les entreprises industrielles qui produisent de l'électricité de l'avoir aidé à compiler les données qui ont servi à la rédaction de la présente publication. Il est aussi redevable au Bureau fédéral de la statistique, avec lequel il demeure en contact étroit pour la compilation des données.

The map inside the back cover shows main transmission systems and electric power generating stations in Canada.

A series of maps showing similar information in greater detail is available for the following regions:

1. British Columbia, Yukon Territory and Northwest Territories
2. Alberta, Saskatchewan and Manitoba
3. Ontario
4. Quebec
5. New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland

These maps are available from:

Electrical Energy Adviser
Energy Development Sector
Department of Energy, Mines & Resources
Ottawa, Ont.
KIA OE4

Photographs were provided through the courtesy of the following organizations:

Calgary Power Limited
Canadian Utilities Limited
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Hydro-Electric Power Commission of Ontario
Manitoba Hydro
New Brunswick Electric Power Commission
Newfoundland and Labrador Power Commission
Newfoundland Light and Power Co. Limited
Nova Scotia Power Commission
Quebec Hydro-Electric Commission
Saskatchewan Power Corporation

La carte au verso de la dernière couverture, montre les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales au Canada.

Une série de cartes donnant des renseignements identiques mais plus détaillés, est disponible, pour les régions suivantes:

1. Colombie-Britannique, Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest (Anglais)
2. Alberta, Saskatchewan et Manitoba (Anglais)
3. Ontario (Anglais)
4. Québec (Français et Anglais)
5. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Îles du Prince-Édouard et Terre-Neuve (Anglais)

Ces cartes peuvent être obtenues du:

Conseiller en énergie électrique
Secteur de l'exploitation de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources,
Ottawa, Ontario.
KIA OE4

Les photographies ont été gracieusement fournies par les organismes énumérés ci-dessous:

Calgary Power Limited
Canadian Utilities Limited
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Commission de l'énergie électrique de l'Ontario
Commission d'électricité du Manitoba
Commission hydroélectrique de Québec
New Brunswick Electric Power Commission
Newfoundland and Labrador Power Commission
Newfoundland Light and Power Co. Limited
Nova Scotia Power Commission
Saskatchewan Power Corporation

TABLE OF CONTENTS

DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER IN CANADA

Historical Summary	3
Available Energy Resources	7
Environment	8
Reliability	11
Interconnections	13
Objectives	14
Research	14
Utilization	19
Industry Structure	20

PROGRESS IN 1970 AND FUTURE PROSPECTS

Progress in 1970	25
Plans for Future Expansion	26
Summary and Future Prospects	28
Highlights by Province	31
British Columbia	31
Yukon Territory	31
Northwest Territories	31
Alberta	33
Saskatchewan	35
Manitoba	37
Ontario	37
Quebec	39
New Brunswick	41
Nova Scotia	41
Prince Edward Island	41
Newfoundland and Labrador	43
Tabular Summary	45
Electric Power Generating Stations	57
Owner Code Index	93
MAP OF CANADA (showing main electric transmission systems and principal power generating stations)	<i>inside back cover</i>

TABLE DES MATIÈRES

EXPANSION DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES AU CANADA

Bref historique	3
Ressources énergétiques disponibles	7
Le milieu naturel	8
Fiabilité	11
Interconnexions	13
Objectifs	14
Recherche	14
Utilisation de l'énergie électrique	19
Structure de l'industrie	20

PROGRÈS EN 1970 ET PERSPECTIVES D'AVENIR

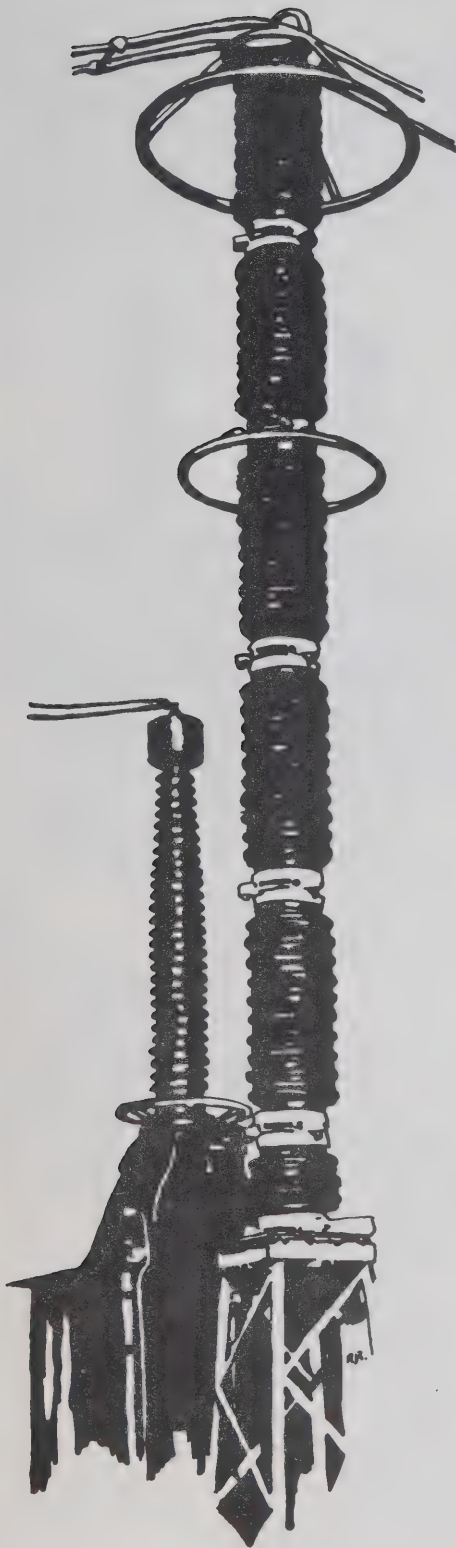
Progrès accomplis en 1970	25
Projets d'expansion	26
Sommaire et perspectives d'avenir	28
Revue par province	31
Colombie-Britannique	31
Territoire du Yukon	31
Territoire du Nord-Ouest	31
Alberta	33
Saskatchewan	35
Manitoba	37
Ontario	37
Québec	39
Nouveau-Brunswick	41
Nouvelle-Écosse	41
Île-du-Prince-Édouard	41
Terre-Neuve et Labrador	43
Tableaux sommaires	45
Centrales d'énergie électrique	57
Index des propriétaires	93
Carte du Canada (montrant les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales)	<i>au verso de la dernière couverture</i>



The magnificent Churchill Falls.

La magnifique chute Churchill.

DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER IN CANADA



EXPANSION DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES AU CANADA



Historical Summary

The history of electric power development in Canada throughout the 20th Century can best be described as one of tremendous growth. In the 1915 to 1970 period alone, total installed generating capacity grew by nearly 40 times corresponding to an average annual growth rate of over 6%.

The graph on page 5 clearly illustrates the sustained growth which has taken place since 1915. Closer examination reveals a strong correlation between this expansion of the power industry and the general economic conditions in the country. For example, the first major jump in the capacity installation rate occurred during the economically prosperous 1920's. Although the effects of the Great Depression began to be felt early in the 1930's there was no decrease in installation rate until about 1935 because of the time lag inherent in electric power developments. From 1935, installation of new capacity continued at a reduced rate until the economy was suddenly revitalized by the outbreak of the war in 1939. Again the installation rate soared to power Canada's war industries. By the end of 1943 the economy was again slowing considerably; this, of course, was reflected in a slower installed capacity growth rate over the next five years. The post war industrial expansion which commenced in the late 1940's provided the impetus for the particularly sharp growth which has continued to the present.

Another noticeable feature shown in the graph is the exceptionally rapid growth in thermal generating capacity over the past few years. Contributing only a minor portion of the country's total capacity until the late 1940's (as late as 1950 - 90% of total installed capacity was hydro-electric), thermal electric developments rapidly became a very important source of new capacity and by 1970 had grown to account for a remarkable 34% of Canada's total generating capacity. Over the past 15 years the average annual thermal growth rate has been nearly 14%.

The industry has also expanded from meeting the needs of local areas or small regions to large systems with extensive transmission systems within provincial boundaries and, where appropriate, by the provision of interconnections between provinces and across the international boundary with the United States.


Bref historique

L'histoire de l'énergie électrique au Canada a été marquée, au vingtième siècle, par une expansion considérable. De 1915 à 1970 seulement la puissance globale a augmenté de près de quarante fois, ce qui correspond à un taux d'accroissement annuel de plus de 6%.

Le tableau figurant à la page 5 illustre bien l'expansion de l'énergie électrique depuis 1915. À l'examen, on peut constater que le développement de l'industrie de l'électricité est étroitement lié à la situation économique du pays en général. À titre d'exemple, la première hausse appréciable de la puissance installée a eu lieu au cours des prospères années 1920. Bien que les répercussions de la crise économique se soient fait sentir dès le début des années trente, le rythme d'installation n'a commencé à décliner que vers 1935 en raison du décalage inhérent à l'industrie de l'électricité. À partir de 1935, l'installation de nouvelle puissance s'est poursuivie au ralenti jusqu'à la reprise économique déclenchée par la guerre en 1939. À cette époque, la puissance installée augmenta pour satisfaire aux besoins de l'industrie de guerre canadienne. À la fin de l'année 1943, il y a eu un ralentissement sensible de l'activité économique; par conséquent, l'expansion des installations de production d'électricité fut également plus lente pendant les cinq années qui suivirent. L'expansion industrielle d'après-guerre, qui débuta vers la fin des années quarante, imprima un élan au développement de l'industrie électrique qui a continué jusqu'à nos jours.

Le tableau révèle également que l'expansion de la production d'énergie thermique a été exceptionnellement rapide depuis quelques années. En effet, alors que les centrales thermiques ne constituaient qu'une faible partie de la capacité totale du Canada à la fin des années quarante (jusqu'en 1950, 90% de la production était hydro-électrique), elles ont pris de l'importance depuis lors et leur puissance constituait 34% de celle de l'ensemble du pays en 1970. L'expansion annuelle de ce secteur de production depuis quinze ans a été de l'ordre de 14%.

L'industrie a également connu de l'expansion au niveau des services qui, originellement d'un caractère local et régional, ont été intégrés au moyen de vastes réseaux de transport à l'intérieur des provinces et, au besoin, d'interconnexions avec les réseaux d'autres provinces et des États-Unis.



Lobstick Control Structure: one of six concrete structures that will regulate the huge reservoir system at Churchill Falls.

Le barrage Lobstick, l'un des six ouvrages en béton qui régulariseront l'immense réservoir des chutes Churchill.

TABLE 1

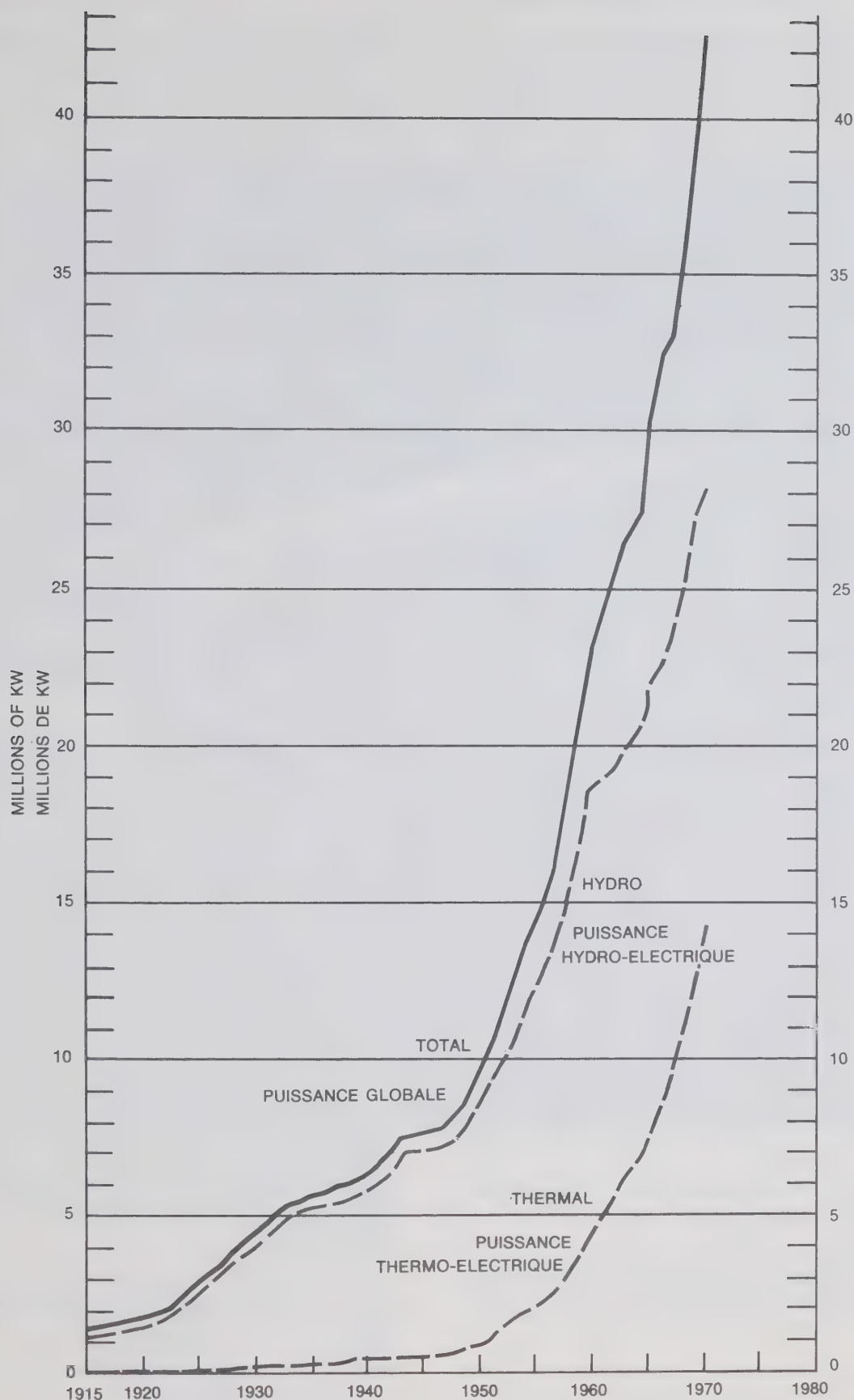
Installed Capacity – Megawatts (MW) – December 31, 1970

Province or Territory	Hydro	Thermal	Total
British Columbia	3,948	1,460	5,408
Yukon	26	21	47
Northwest Territories	35	40	75
Alberta	616	2,068	2,684
Saskatchewan	586	952	1,538
Manitoba	1,319	472	1,791
Ontario	6,797	6,819	13,616
Quebec	13,279	744	14,023
New Brunswick	563	630	1,193
Nova Scotia	163	763	926
Prince Edward Island	–	77	77
Newfoundland	972	279	1,251
Total	28,304	14,325	42,629
Net Additions 1970 MW	1,271	1,810	3,081
Percentage increase over 1969	4.7	14.4	7.8

TABLEAU I

Puissance installée – Mégawatts (MW) – 31 décembre 1970

Territoire ou province	Hydraulique	Thermique	Total
Colombie-Britannique	3,948	1,460	5,408
Yukon	26	21	47
Territoires du Nord-Ouest	35	40	75
Alberta	616	2,068	2,684
Saskatchewan	586	952	1,538
Manitoba	1,319	472	1,791
Ontario	6,797	6,819	13,616
Québec	13,279	744	14,023
Nouveau-Brunswick	563	630	1,193
Nouvelle-Écosse	163	763	926
Île-du-Prince-Édouard	–	77	77
Terre-Neuve	972	279	1,251
TOTAL	28,304	14,325	42,629
Apports en 1970 (en mW)	1,271	1,810	3,081
Pourcentage d'augmentation par rapport à 1969	4.7	14.4	7.8



Growth of electric power generating capacity in Canada.

Accroissement de la production d'énergie électrique au Canada.



The Rupert; one of the five rivers flowing into James Bay which are under investigation for their hydro-electric potential.

La rivière Rupert: une des cinq rivières qui se jettent dans Baie James et qu'on évalue pour les possibilités d'exploitation.

Available Energy Resources

Power generated from falling water is a renewable resource based on natural precipitation and ultimately on the power of the sun. The energy may be extracted from river flows (run of the river) or these flows may be stored for periods in headponds or reservoirs and released through turbines at times to suit the demand for power. The available power depends on the amount of precipitation in the watershed area and this varies from year to year with variation in rainfall. It also depends on available head drop which can be developed economically, which in turn is a function of local topography. Most of the hydro-electric sites close to the larger centres of population and load have already been developed. Significant amounts of undeveloped water power exist, for example, in British Columbia, Quebec and Manitoba but most would require considerable additional investment for transmission in addition to the relatively high investment in the hydro development itself.

Another renewable source of energy currently receiving much attention involves the possibility of harnessing the ocean's tides. Although it might appear that such a scheme would provide a panacea for all the problems of future electrical energy development there are, nonetheless, certain fundamental disadvantages. A major problem inherent in this type of development is the matching of the timing of tidal movements to the timing of the demand for electrical power. Canada possesses in the Bay of Fundy one of the world's largest tidal variations. However, a study completed in 1969 found that although the development of tidal power sites in the Bay of Fundy was technically feasible, under existing conditions even the most favourable scheme would not be economically viable.

Electrical energy may also be generated from fuel fired steam plants utilizing the combustion of fossil fuels (coal, oil, gas) or from heat generated by controlled nuclear fission of uranium (or other fissile materials). Such plants are not tied as closely to geographical

Ressources énergétiques disponibles

L'électricité produite par les chutes d'eau constitue une ressource renouvelable fondée sur les précipitations naturelles et effectivement sur l'énergie solaire. L'énergie peut être produite par le débit des rivières (écoulement de la rivière), ou l'on peut retenir les eaux dans des réservoirs pendant un certain temps et en alimenter les turbines au moment où la demande se fait sentir. La quantité d'électricité disponible dépend de la précipitation dans chaque bassin versant, qui varie chaque année selon les chutes de pluie. Elle dépend également des hauteurs de chute qui peuvent être aménagées avantageusement et qui elles-mêmes dépendent de la topographie locale. La majorité des emplacements propres à la production d'hydro-électricité et situés près des grands centres de consommation ont déjà été exploités. D'importantes ressources hydrauliques n'ont pas encore été aménagées en Colombie-Britannique, au Québec et au Manitoba, mais dans la plupart des cas il faudrait trouver des investissements supplémentaires considérables pour les réseaux de transport, en plus de ceux, déjà élevés, que requiert l'installation hydro-électrique elle-même.

Il existe une autre source renouvelable d'énergie qui retient énormément d'attention depuis quelques années: l'exploitation des marées pour la production d'électricité. Bien que cette nouvelle technique semble offrir des solutions à tous les problèmes de production d'électricité de l'avenir, elle présente certains désavantages, dont le principal est celui de la correspondance entre les heures des marées et les périodes de pointe de la consommation d'électricité. Au Canada, l'ampleur des marées de la baie de Fundy est parmi les plus grandes au monde. Toutefois, une étude terminée en 1969 a révélé que si l'exploitation marémotrice de la baie de Fundy était un projet réalisable du point de vue technique, le meilleur des aménagements demeure peu attrayant, du point de vue économique, dans les conditions actuelles.

L'énergie électrique peut également être produite dans des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles (houille, pétrole, gaz naturel) ou la chaleur produite par la fission nucléaire contrôlée de l'uranium (ou d'une autre matière fissile). Ces types de centrales ne dépendent pas aussi étroitement de leur situation géographique que les centrales hydrauliques, mais elles nécessitent une source convenable de combustible à un prix raisonnable ainsi que de grandes quantités d'eau pour le refroidissement des condenseurs. Les centrales alimentées aux combustibles fossiles, en plus de communiquer de la chaleur à l'eau de refroidissement, déversent égale-



locations as hydro-electric generation but they do require a convenient source of fuel at reasonable cost and supplies of cooling water for steam condensers. Fossil fueled plants, in addition to discharging heat to cooling water also discharge combustion products to the atmosphere and both factors may place significant restrictions on the choice of sites. Transportation costs may also influence the choice of fuel amongst alternatives. All thermal plants including nuclear plants utilize fuel resources which, once used, cannot be replaced although, in terms of current consumption, reserves of some of the fuels are very large.

ment des produits de combustion dans l'atmosphère, ce qui peut amener une certaine limitation dans le choix des lieux d'implantation. Le coût du transport peut également jouer un rôle déterminant dans le choix du combustible approprié. Toutes les centrales thermiques, y compris les centrales nucléaires, utilisent des combustibles qui, une fois consommés, ne peuvent être remplacés; par rapport à la consommation courante, cependant, les réserves de certains de ces combustibles sont très considérables.



Environment

Increasing public concern is being expressed for the changes which an industrial society imposes on the environment. All of the available choices of electrical power generation impose some nonreversible disturbance of the environment. Hydro-electric generation involves flooding to create storage, impedes the migration of anadromous fish and may lead to reduction in the oxygen content of downstream water flow. Thermal generation requires the rejection of heat energy from the thermal cycle to a heat "sink" such as a stream or lake, or to the atmosphere through cooling towers. Fossil fueled thermal plants discharge particulates and several oxide gases to the atmosphere and nuclear fueled plants must be designed with great care to limit the release of gaseous and liquid radioactive leakage to very low, safe levels.

While most of these effects are not new disturbers of our natural environment, the increasing scale on which generation expansion must take place and the use of larger units for generation increase the difficulty of avoiding excessive interference with the environment. Furthermore, other contributions to pollution such as automobile exhaust have also increased rapidly in the more densely populated areas so that the total problem is growing and is matched by an increasing public concern for preserving or improving the natural setting.

Both the federal and provincial governments are, of course, faced with the complex matter of setting standards for acceptable pollution limits. These standards must adequately ensure public safety and avoid hazard to health and may be made more stringent after weighing economic and aesthetic factors. In recent years the federal

Le milieu naturel

Le public s'inquiète de plus en plus des modifications qu'une société industrielle apporte au milieu naturel. Toutes les possibilités actuelles de production d'électricité imposent des transformations irréversibles au milieu. La production d'énergie hydraulique entraîne l'inondation de certaines régions pour la création des réservoirs, entrave la migration des poissons anadromes et peut provoquer une réduction de la teneur en oxygène des eaux d'aval. La production d'énergie thermique entraîne le déversement de l'énergie calorifique dégagée par le cycle thermique dans un «récepteur» de chaleur, soit une rivière ou un lac, ou dans l'atmosphère par l'intermédiaire de réfrigérants atmosphériques. Les centrales thermiques à combustible fossile déversent des poussières et divers oxydes gazeux dans l'atmosphère; les centrales nucléaires doivent être étudiées avec beaucoup de prudence pour limiter l'émission des gaz et les fuites de liquides radio-actifs et les réduire à des niveaux où elles ne présentent aucun danger.

Bien que ces effets, pour la plupart, ne soient pas nouveaux dans notre milieu, le taux nécessaire d'expansion de la production d'électricité et la construction d'installations beaucoup plus grandes rendent beaucoup plus difficile la tâche d'éviter les dommages excessifs au milieu naturel. De plus, d'autres causes de pollution, comme les gaz d'échappement des automobiles, ont rapidement pris de l'importance dans les zones les plus peuplées, ce qui fait que l'ensemble du problème s'accroît et que le public se préoccupe de plus en plus de préserver ou d'améliorer le cadre naturel qui l'entoure.

Le gouvernement fédéral, comme les administra-

government has demonstrated its interest in combatting pollution through the enactment of several statutes including; the Canada Water Act, the Northern Inland Waters Act, the Arctic Water Protection Act, the Clean Air Act, and amendments to many other bills. Most of the provinces have also been active in this area. For example, the Province of Ontario has established an Air Pollution Index (A.P.I.) system which permits the Department of Energy and Resource Management to measure the degree of air pollution and to order cutbacks or ultimately, a complete shutdown of plants if the index exceeds a certain level.

Obviously, such new measures are having very profound effects on the electrical utility industry. The industry, however, is making a positive response through its continuing effort to develop new methods of lessening pollution. For example, significant achievements have been made in developing precipitators which now remove upwards of 99% of the fly ash emitted from fossil fueled plants. Also, efforts are currently underway on developing an efficient method of eliminating sulphur oxide emissions, since fossil fueled generating plants are a major source of this type of pollution. The problem is being tackled by procedures for removing sulphur from fuels prior to combustion and in removing the sulphur oxides from gases after combustion. Only limited success has been met so far. One effective way to significantly reduce sulphur oxide emissions is to burn "clean" fuels — those with a low sulphur content. The major problem with this approach is that such fuels are relatively scarce and these should probably be reserved for smaller plants and domestic installations. The larger plants must still look to efficient sulphur extraction procedures.

With respect to water pollution, the most serious effect is the amount of heat rejected by the plants into the water. All types of thermal plants, especially nuclear stations, contribute to this problem which can, however, be at least partially overcome through the installation of "cooling towers" or "cooling ponds" in those sites where limited water supplies do not permit direct condenser cooling without excessive temperature rise. In addition to these improvements to thermal plants the industry is also making use of long range planning for future hydro-electric developments so that disturbances to the ecology of a region will be kept to a minimum.

Although most of the control methods described above can be employed with satisfactory results their use may involve substantial increases in operating and capital

tions provinciales, doit affronter le difficile problème de l'établissement de normes acceptables de pollution, qui doivent garantir la sécurité du public et le maintien de l'hygiène et qui pourront être rendues plus strictes pour satisfaire aux impératifs économiques et esthétiques. Depuis quelques années, le gouvernement fédéral a manifesté son intention de lutter contre la pollution en adoptant diverses mesures législatives, notamment la Loi sur les ressources en eau du Canada, la Loi sur les eaux intérieures du Nord, la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques, la Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique et des modifications à nombre d'autres lois. La plupart des provinces ont également agi dans ce sens. L'Ontario, par exemple, a créé un Indice de la pollution atmosphérique (Air Pollution Index, A.P.I.) qui permet au ministère de l'Énergie et de la Gestion des ressources de mesurer la pollution de l'air et d'ordonner qu'elle soit limitée ou, dans le cas où la contamination excède le niveau admissible, que l'usine coupable soit fermée.

De telles mesures ont évidemment un effet marqué sur l'industrie de la production d'électricité, qui toutefois agit de manière positive en déployant de grands efforts pour élaborer de nouvelles méthodes d'enraiment de la pollution. A titre d'exemple, de grands progrès ont été accomplis vers la mise au point de précipitateurs qui peuvent maintenant éliminer plus de 99% des cendres volantes émanant des centrales alimentées aux combustibles fossiles. L'industrie tente également de créer une méthode efficace d'élimination des émanations d'oxyde de soufre, étant donné que les centrales alimentées aux combustibles fossiles constituent la principale source de cette pollution. On s'attaque au problème de deux manières: d'abord, l'enlèvement du soufre que contiennent les combustibles avant la combustion, puis l'élimination des oxydes de soufre que contiennent les gaz de combustion. Jusqu'ici, les résultats laissent encore à désirer. Une bonne façon de réduire la quantité des émanations sulfureuses consiste à utiliser des combustibles dits «propres» à faible teneur en soufre; la difficulté principale dans cette approche est que ces matières sont relativement rares et qu'il y a lieu de réserver les stocks existants pour la consommation domestique ou celle des petites installations. Les grandes centrales doivent continuer à rechercher des moyens efficaces d'extraction du soufre.

Dans le domaine de la pollution de l'eau, le problème central est celui du rejet des eaux réchauffées

costs. The problem is therefore not limited to the technical aspects of pollution control but involves educating the public to consider both the increased costs of electrical energy and the benefits of more stringent restrictions on environmental impact. The costs to the public may involve not only an increase in the rates for electric power but reduced reliability of the power supply if agreement on environmental control and related problems of plant siting produce significant delays in system expansion plans. A secondary effect could be the diversion of consumer demand from higher priced electrical energy to lower cost energy sources which may not be subject to adequate control at the point of use.

par les usines de production. Toutes les centrales thermiques, en particulier les installations nucléaires, contribuent à cette pollution qui peut cependant être éliminée en partie grâce à l'usage de «réfrigérants atmosphériques» ou «étangs» de refroidissement quand la quantité d'eau disponible ne permet pas l'emploi de l'eau directement dans le condenseur sanshaussement excessif de la température de l'eau. Outre ces améliorations aux centrales thermiques, l'industrie s'est lancée dans la planification à long terme des aménagements hydro-électriques futurs en vue de la protection de l'équilibre écologique des régions touchées.

La plupart des méthodes énumérées dans le paragraphe précédent donnent des résultats satisfaisants mais exigent un lourd tribut en coûts d'installation et d'exploitation. Le problème ne se limite donc pas aux aspects techniques de la lutte contre la pollution; il exige aussi que le grand public apprenne à considérer à la fois le coût accru de l'énergie électrique et les avantages de mesures plus strictes de protection de l'environnement. Le public consommateur devra subir non seulement une hausse du prix de l'électricité mais aussi une baisse de la fiabilité des services de distribution si les discussions sur la protection du milieu naturel et l'implantation des centrales retardent les programmes d'expansion des réseaux. Effet secondaire, le consommateur insatisfait du prix élevé de l'énergie électrique lui préférera peut-être des sources d'énergie moins coûteuses qui ne seraient pas soumises à un contrôle adéquat au point d'utilisation.

Kettle spillway in service and passing the flow of the Nelson River at about 150,000 cfs.

Le déversoir du barrage Kettle débite les eaux de la rivière Nelson au régime de 150,000 pi. cu/sec.



Reliability

The substantial rise in costs associated with the increased pollution control effort coupled with the spiraling of equipment, fuel and operation costs is placing a heavy burden on electrical system designers who continue to seek price stability. Progress in this area has been made by building generating stations of increasing size, located on the most favourable sites and by interconnecting with neighbouring systems to maximize the utilization of equipment within several adjoining regions. This has resulted in the growth of large and relatively complex transmission systems and, generally speaking, has resulted in improvement in the security of power supply since shortage of generating plants due to unexpectedly high loads or to failure of generating equipment can be compensated for by other generating plants within the system or from neighbouring systems within a power pool.

However, as thermal stations continue to provide a greater portion of the country's total generating capacity, the industry is being faced with an increased challenge in providing reliability. This results from the increased complexity of thermal electric units and their associated boiler and auxiliary systems. In fact, thermal units are forced out of service over 6% of the time in an average year while hydro units are out only about 1.5%. The higher outage rate of thermal units is reflected both in longer average outage times and greater outage frequency. Compounding the problem even further is the fact that a typical thermal unit must be taken out of service for up to four weeks per year for planned maintenance while much shorter periods are normally required for hydro units. In maintaining adequate reliability in the electric power system, unreliability in individual components must be offset by the provision of additional reserve capacity with corresponding increases in capital costs.

Increased utilization of electrical energy has at the same time made individual users more dependent on the utility systems for essential functions such as heating, cooling, elevator systems and emergency services of various types. While it is not in the best economic interests of electric power users in general to attempt to meet the needs of extremely power-critical functions, nevertheless a very high level of reliability is important. The interconnected system is the best form of security but increasing attention must be given to ensuring that in the very unlikely event of regional failure, the equipment and operating practices permit the restoration of power supply to customers with minimum delay.

Fiabilité

La hausse appréciable des coûts par suite de l'escalade de la lutte contre la pollution, et la montée en flèche des coûts du matériel, des combustibles et de l'exploitation en général, pèsent lourdement sur les concepteurs de systèmes de distribution d'électricité qui recherchent toujours la stabilité des prix. De grands progrès ont été réalisés dans ce domaine grâce à la construction de centrales toujours plus puissantes aux endroits les plus favorables et à l'interconnexion de réseaux voisins afin de maximiser l'utilisation du matériel dans plusieurs régions contiguës. Ces mesures ont entraîné la création de réseaux de transport de plus en plus vastes et complexes et, de manière générale, ont amélioré la sûreté du service étant donné que l'insuffisance de certaines centrales par suite de surcharges imprévues ou de pannes de production peut être compensée par l'apport d'autres centrales du même réseau ou de réseaux voisins interconnectés.

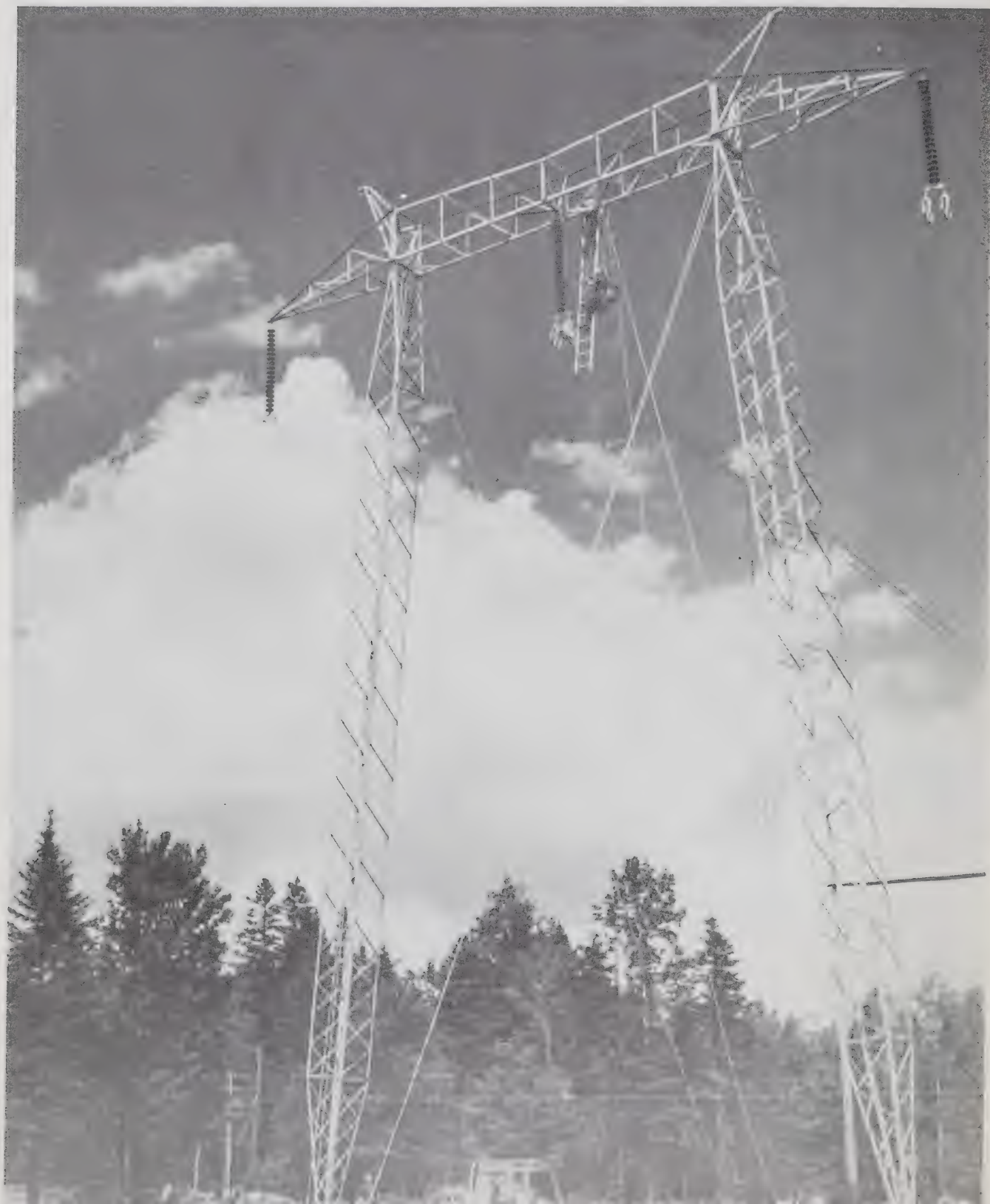
Toutefois, étant donné la proportion croissante de l'électricité du pays qui est produite par les centrales thermiques, l'industrie fait face à un problème accru sur le plan de la fiabilité parce que les groupes thermiques, avec leurs générateurs de vapeur et systèmes auxiliaires, sont de plus en plus complexes. Effectivement, les centrales thermiques sont en arrêt environ 6% du temps, alors que le taux d'arrêt des centrales hydrauliques n'est que de 1.5% par année en moyenne. Le taux d'arrêt supérieur des centrales thermiques s'explique à la fois par un temps d'arrêt moyen plus élevé et par une plus grande fréquence des interruptions. Le problème se trouve encore compliqué du fait que l'entretien normal d'un groupe thermique type exige jusqu'à quatre semaines d'arrêt par année alors qu'un groupe hydro-électrique exige beaucoup moins d'entretien. Les impératifs de fiabilité globale d'un réseau exigent que des quantités de puissance de réserve soient prévues pour pallier au manque de fiabilité des groupes individuels, ce qui occasionne une hausse des immobilisations.

L'utilisation accrue de l'énergie électrique a rendu l'abonné beaucoup plus dépendant des services de distribution pour des usages essentiels comme le chauffage, le refroidissement, les ascenseurs et divers services d'urgence. Bien qu'il ne soit pas dans l'intérêt des consommateurs d'essayer de répondre aux demandes extrêmes, il importe néanmoins d'assurer un très haut niveau de fiabilité. De ce point de vue, l'interconnexion des réseaux constitue la meilleure solution, mais il

Part of the 345 kV transmission system linking the New Brunswick Power system and utilities in New England.

Vue d'un tronçon de la ligne de transport sous 345 kV reliant le réseau de la Commission de l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick à ceux de la Nouvelle-Angleterre.

convient de s'assurer qu'en cas de panne régionale peu probable, les moyens nécessaires soient disponibles pour remettre le service en fonctionnement dans un minimum de temps.



Interconnections

One of the justifications for interconnections between the neighbouring power systems has been mentioned in relation to reliability. Additional advantages lie in the opportunities to install and use larger generating facilities, to optimize construction schedules and to operate the least expensive generation available to meet system loads. Frequently the characteristics of inter-connected systems will be complementary. Seasonal or daily load peaks may be non-coincident permitting less total generation than would be needed for each system separately. One system may possess more favourable conditions for base load generation, another may have convenient locations for peaking plants.

The attractiveness of interconnections will, however, depend on system size, the transmission distances involved and the degree to which the system capabilities and demands complement one another. In a joint federal-provincial study on Long Distance Transmission, tabled in the House of Commons in December, 1968, it was concluded that conditions in Canada do not yet make a completely connected and integrated electrical power system attractive. One of the important technical factors which is encouraging interconnection is the emergence of high voltage direct current (HVDC) transmission as a mature technology. This technique has been emphasized mainly for its economy in transmitting large blocks of power over long distances. It is now being employed for regional interconnections, for example at Eel River, N.B., where the asynchronous feature of the HVDC link and the flexibility of control of power flow has avoided the technical problems which would have arisen in connecting the alternating current systems between Quebec and New Brunswick.

Using both extra high voltage alternating current (EHV-AC) and HVDC technologies, interregional ties have been and are being developed as economic and technical factors permit. These developing interconnections include ties across the international boundary with the United States where there is mutual advantage to the Canadian and U.S. systems.



Interconnexions

L'une des raisons justifiant l'interconnexion de réseaux voisins a été mentionnée dans le contexte de la fiabilité. Les autres avantages sont la possibilité d'exploiter de plus grandes centrales, d'optimiser les calendriers de construction et de produire de l'électricité au coût le plus bas possible pour répondre à la demande du réseau. Très souvent, les caractéristiques des réseaux interconnectés sont complémentaires. Les demandes de pointe quotidiennes ou saisonnières, par exemple, peuvent se produire à des moments différents, ce qui permet de produire moins qu'il ne le faudrait si chaque réseau fonctionnait séparément. Un réseau peut présenter des conditions plus avantageuses pour produire l'énergie nécessaire à la charge de base, un autre peut avoir des centrales mieux placées pour répondre à la demande de pointe.

Néanmoins, l'intérêt des interconnexions dépendra de l'importance des réseaux, des distances de transport et de la complémentarité de la production et de la demande dans chaque réseau. Dans une étude fédérale-provinciale sur le transport à longue distance, déposée à la Chambre des communes en décembre 1968, on concluait que les conditions actuelles au Canada ne rendent pas encore très avantageux un réseau électrique entièrement connecté et intégré. L'un des facteurs techniques qui facilite l'interconnexion est le développement du transport de courant continu à haute tension (CCHT), à la fine pointe du progrès technologique dans ce domaine. L'avantage le plus souvent mentionné de cette nouvelle technique est qu'elle permet de réaliser d'appréciables économies dans le transport de grands blocs d'énergie sur de longues distances. Le CCHT sert actuellement dans les interconnexions régionales, par exemple celle d'Eel River (N.-B.) où sa qualité asynchrone et la souplesse de contrôle du flux d'énergie qu'il permet d'atteindre a évité les difficultés d'ordre technique qu'aurait occasionné la jonction des réseaux à courant alternatif du Québec et du Nouveau-Brunswick.

Dans la mesure où le permettent les facteurs économiques et technologiques, des connexions inter-régionales ont déjà été réalisées ou sont en voie de réalisation entre des réseaux à courant alternatif à très haute tension et des réseaux à courant direct à haute tension. Parmi les nouvelles interconnexions, on compte des liaisons au-delà de la frontière internationale qui présentent des avantages réciproques pour les réseaux canadiens et américains.

Objectives

The objectives of electric power utilities may be considered as achieving an optimum balance between a variety of sometimes conflicting technical, economic and social considerations. This does not necessarily mean a narrow adherence to providing power at minimum cost but, because of the very capital intensive nature of the industry's growth needs, the economic factors are of great significance. Revenues must provide for the servicing of debt obligations, interest and retirement, and with appropriate additions to the equity of the enterprise so that funds will be available on favourable terms for future growth. In achieving these objectives the utility must make a careful selection between alternative types of generation, hydro or thermal, fossil or nuclear, base load or peak load, remote from or close to the load centre, all as seems best fitted to meet its objective of supplying customer needs reliably and at reasonable cost. The minimizing of financial demands on its customers must be balanced with minimizing the physical demands on the environment which the power development shares with other users of the same environment. This balance will be achieved only if a continuing dialogue develops with the utility taking a leading responsibility to develop an informed public. A further responsibility is to recognize opportunities for technological advances and to encourage research and development designed to provide better solutions to the conflicting demands.

An important element of the necessary dialogue between the elements of society involved in selecting alternatives and evaluating their effects is to ensure that prolonged delays in committing expansion plans do not result from misunderstanding or mistrust with resulting risk of failure to meet society's growing need for electrical energy.

Research

Developing solutions especially to those problems of urgent significance to Canada requires competent and well chosen research activity. Ontario Hydro has long undertaken research activity in its Dobson Laboratories and has made a contribution not only to its own needs but to those of the electric utility industry. More recently

Objectifs

L'objectif que cherchent à atteindre les services d'électricité est celui de réaliser un équilibre idéal entre divers facteurs technologiques, économiques et sociaux parfois en opposition. Il ne s'agit pas obligatoirement de chercher à produire de l'électricité au coût le plus bas possible, mais, étant donné l'importance des mises de capitaux que requiert l'expansion de cette industrie, les facteurs économiques sont loin d'être négligeables. Les bénéfices doivent permettre le remboursement des emprunts et le paiement des intérêts, tout en augmentant le capital de l'entreprise afin d'assurer des possibilités d'expansion à des conditions favorables. Pour atteindre ces objectifs, le service public doit effectuer un choix judicieux entre les différents types de production, hydraulique ou thermique, à combustible fossile ou nucléaire, pour la demande de pointe ou de base, éloignée ou proche du lieu de la demande, selon les conditions et afin de répondre le mieux possible aux besoins des consommateurs en leur garantissant la stabilité du service et un prix raisonnable. La réduction du fardeau financier imposé à ses abonnés doit être contrebalancée par une réduction des atteintes au milieu dans lequel le service est installé au même titre que les autres utilisateurs de ce milieu. Cet équilibre n'est possible que si le service responsable engage un dialogue continu avec le public afin de l'informer. L'entreprise doit également mettre à profit les occasions de réaliser des progrès techniques, et encourager la recherche et le développement de procédés qui apporteront les meilleures solutions à des exigences contradictoires.

Il importe, dans les dialogues engagés entre les éléments de la société concernée par le choix des méthodes d'expansion et par leurs répercussions, d'éviter tout retard prolongé dans les programmes d'expansion due à des malentendus ou à la méfiance, en raison du risque que représenterait une insuffisance de la production face à la demande toujours croissante.

Recherche

Afin d'apporter des solutions à divers problèmes qui sont d'une importance capitale pour le Canada, il faut activer la recherche dans des domaines soigneusement choisis. L'Hydro-Ontario effectue des recherches depuis de nombreuses années dans ses laboratoires de Dobson, répondant non seulement à ses propres besoins mais aussi



Construction proceeds on IREQ's high voltage laboratory.

Travaux de construction du laboratoire haute tension à IREQ.

Hydro Quebec has embarked on an ambitious research centre (Hydro-Quebec Institute of Research – IREQ) which will aim towards providing a sound technological basis for Quebec's electric utility expansion and will at the same time provide research and testing facilities for other utilities and electrical manufacturers throughout Canada. Recognizing this national role, the Government of Canada has provided subdivided substantial financial support to the Institute.

As was mentioned, Ontario Hydro's research program dates back many years – in fact, the Research and Testing Laboratory was first established in 1912. Since then research facilities have grown appreciably and today the Research and Development Division employs over 300 people and makes use of very highly sophisticated equipment. The Division's high voltage laboratory is capable of impulse testing at 1,250 kV and power frequency testing at up to 720 kV; this equipment can also be adapted for use as a 50,000-ampere current surge generator. A high-current-testing laboratory is presently under construction and upon completion will boast a capability of 100,000 ampere testing at up to 600 volts (single or three phase) for 0.5 second or continuous testing at up to 24,000 amperes and 300 volts (single phase).

The Research and Development Division tackles numerous problems, not only those related to operating a large utility but also those involving the design and development of new ideas and equipment. In such endeavors a close liaison between industry and universities is maintained. Of the many programs currently under investigation, some of the more notable are outlined below.

An extensive study to develop compact transmission lines of improved appearance was begun in 1969 and already has yielded significant results. To facilitate further studies in this area an outdoor testing laboratory and experimental line are being constructed near Toronto while a mechanical test line for the investigation of wind-induced conductor movement has already been erected. Another study currently underway is the economic utilization of electric heating in apartment buildings. An important outgrowth of this project has been the development of a heating element directly embedded into precast concrete slabs. Such slabs have been successfully cast in both the U.K. and Ontario and are now being installed in a few apartment suites in Toronto. Other

à ceux des services d'utilité électrique. Récemment, l'Hydro-Québec réalisait l'ambitieux projet d'un centre de recherche (l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec – IREQ) qui assurera le soutien technologique nécessaire à l'expansion de l'industrie québécoise de l'électricité; ses services de recherche et d'essai seront également mis à la disposition d'autres services d'utilité publique et fabricants canadiens de matériel électrique. Reconnaisant ce rôle national de l'Institut, le gouvernement du Canada lui a accordé une aide financière appréciable.

Le programme de recherches de l'Hydro-Ontario est de longue date: les laboratoires de recherche et d'essai ont été créés en 1912. Depuis cette époque, l'entreprise de recherches a connu une expansion considérable et la Division de la recherche et du développement, qui compte maintenant plus de trois cents employés, est dotée d'une installation des plus perfectionnées. Son laboratoire de recherche sur le courant à haute tension est doté d'appareils capables de produire une tension d'essai de 1,250 kV; d'autres produisent une tension allant jusqu'à 720 kV pour l'essai des fréquences industrielles. Le tout peut être transformé en générateur d'ondes de choc de 50,000 ampères. Le laboratoire d'essai en courant intense actuellement en construction sera en mesure de produire une intensité d'essai de 100,000 ampères à une tension pouvant atteindre 600 volts (monophasé ou triphasé) sur une durée d'une demi-seconde et une intensité d'essai continue de 24,000 ampères à 300 volts (monophasé).

La Division de la recherche et du développement s'attaque à de nombreux problèmes, non seulement à ceux qui concernent l'exploitation d'un grand service de distribution mais aussi aux difficultés de mise au point de procédés et matériel nouveaux. C'est ainsi que la Division est constamment en contact avec l'industrie en général et le milieu universitaire. Voici un bref aperçu des principales recherches de l'Hydro-Ontario.

Une importante étude visant à créer des lignes de transport plus compactes et plus esthétiques, amorcée en 1969, a déjà porté des fruits. Dans le cadre de cette entreprise, un laboratoire extérieur d'essai et une ligne expérimentale seront aménagés non loin de Toronto, et une ligne d'essai mécanique destinée à l'étude des effets du vent sur les fils conducteurs est déjà en place. Une autre étude en cours porte sur la rentabilité du chauffage électrique dans les maisons de rapport. En marge de ce dernier programme, les spécialistes ont réalisé un élément

noteworthy achievements are also being made by the Division towards the elimination of air pollution and improving system reliability, the problems of which were discussed earlier in this publication.

Unlike Ontario Hydro, Hydro Quebec has only recently entered the research and development field and although this is a relatively new program it is indeed an impressive one. IREQ is located on a 600-acre site near the Boucherville substation about 18 miles from Montreal. The prime reason this location was chosen was to enable the Institute to be connected with Hydro Quebec's 735 kV transmission system so that it could use this very high power and voltage for testing and developing purposes. Projects which are under study now at IREQ, or will be in the near future, involve all five research fields; generation, transmission, distribution, system operation and power utilization. In addition, the Institute has been so designed that it concentrates where other North American research programs are inadequate or IREQ's facilities are superior.

As of year end 1970, only the first of three buildings had been completed. The finished building contains general laboratories, all staff offices, computers, workshops, a library and an auditorium. The remaining two buildings will house a high-voltage and a high-power laboratory and are scheduled for completion in 1971 and 1972, respectively. When finished, the high-voltage laboratory will have impulse generator with output of up to 6,400 kV and an energy content of 380 kilojoules. The high-power laboratory takes its power source from the 735 kV transmission system but through the use of synthetic test circuits the effective short circuit power capability greatly exceeds that of the power system.

It will be seen that Canada possesses substantial capability in facilities and skilled personnel to meet the research needs of the electric utilities and the associated manufacturing industry. There remains a challenging task for the entire industry to ensure that the skills and equipment are directed in the most effective and timely way towards the solution of the most urgent and rewarding problems.

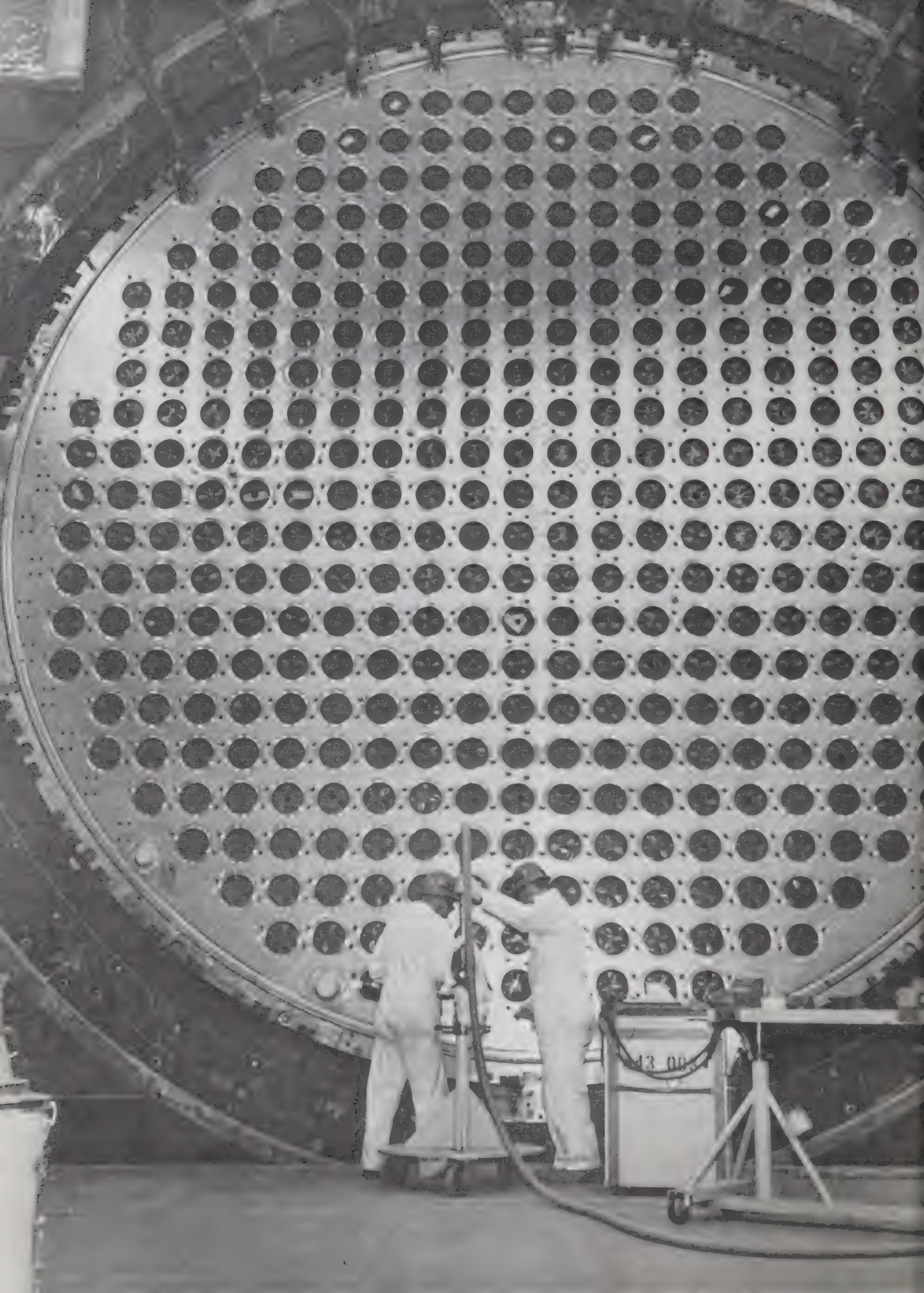


chauffant qui peut être encastré dans les dalles de béton précontraint. Ces dalles ont été coulées avec succès en Grande-Bretagne et en Ontario et ont été installées dans quelques appartements de Toronto. La Division connaît également certains succès dans la recherche sur les moyens d'éliminer la pollution atmosphérique et d'augmenter la fiabilité des réseaux, problèmes dont il est fait état plus haut.

Même si l'Hydro-Québec, à l'encontre de l'Hydro-Ontario, ne s'est lancée que très récemment dans la recherche et le développement, son programme n'en est pas moins intéressant. L'IREQ est implanté sur un terrain de 600 acres non loin du poste Boucherville, à quelque 18 milles de Montréal. Cet emplacement a été choisi principalement pour permettre l'interconnexion avec le réseau de 735 kV de l'Hydro-Québec aux fins des essais et du développement à très haute puissance et tension. L'Institut est en voie de réaliser ou compte amorcer des programmes de recherches dans les cinq domaines principaux: production, transport, distribution, exploitation des réseaux et consommation. En outre, les installations de l'Institut ont été conçues pour lui permettre de concentrer ses recherches dans des secteurs où d'autres organismes nord-américains ont fait des travaux insuffisants, ou dans des domaines où ses propres installations sont supérieures.

A la fin de l'année 1970, seul le premier des trois immeubles de l'Institut était terminé: il abrite les laboratoires généraux, les bureaux de l'administration, le centre d'informatique, les ateliers, la bibliothèque et l'auditorium. Les deux autres bâtiments, qui abriteront les laboratoires à haute tension et à grande puissance, doivent être parachevés en 1971 et 1972 respectivement. Le premier sera doté d'un générateur d'ondes de choc de 6,400 kV à 380 kilojoules. Le deuxième sera alimenté à même le réseau de 735 kV, mais des circuits d'essai synthétiques permettront aux appareils d'atteindre une puissance de fonctionnement en essai très supérieure à celle de la ligne de transport.

On peut donc constater que le Canada possède de grandes ressources en installations et en spécialistes et est en mesure de satisfaire aux besoins des services publics et des fabricants. Le défi lancé à l'industrie est celui de tirer l'avantage maximal de ces ressources en vue d'apporter des solutions efficaces et dans le plus bref délai possible aux problèmes les plus urgents et les plus rémunérateurs.



Utilization

After deducting about 9% for losses, Canada's electric power generation is divided amongst commercial users (13%), domestic and farm consumption (20%) with the remaining 58% used for industrial loads. This latter group can be allocated one third to the pulp and paper industry, one third to the mineral industry and the remaining third to all other industry categories. The availability of electrical power to this large industrial load, at reasonable cost, is an important element in Canada's opportunity for industrial growth.

For a few industries the cost of electric power is a key element in economic competitiveness. For most industries however electric power is but one of many cost elements which influence the opportunities for expansion. The assurance of a reliable supply of electrical power, the availability of assured supplies to meet the needs of growing demand without delay, and attention to the many other factors influencing industrial development will normally be a more effective recipe for industrial growth than one which assumes that "low cost power" is an essential or sole ingredient for success.


Part of Canada's growing needs for electric power reflects a growth in population but in addition, power consumption per capita increased in 1970 by 5% to 9,336 kilowatt-hours (kWh). Electrical energy generated during the year was equivalent to 54.5% of the amount which in theory could be generated if the total installed capacity at the end of 1970 was operating continuously. The balance reflects fluctuations in load below peak demand during daily and seasonal cycles together with reserves of generation.

Utilisation

Après déduction d'environ 9% de pertes, la production d'énergie électrique du Canada est répartie comme suit: usages commerciaux: 13%, consommation domestique et agricole: 20%, et consommation industrielle: 58%. Dans ce dernier groupe, on peut compter un tiers pour l'industrie des pâtes et papiers, un tiers pour l'industrie minérale et le reste pour tous les autres types d'industries. La production d'énergie électrique à prix raisonnable pour cette demande considérable représente un élément important dans les perspectives canadiennes d'expansion industrielle.

Pour un petit nombre d'industries, le prix de l'électricité est un élément majeur dans la concurrence économique. Cependant, pour la plupart, le prix de l'électricité n'est qu'un des nombreux éléments du prix de revient qui influent sur les possibilités d'expansion. L'assurance de pouvoir compter sur un bon approvisionnement en électricité, la disponibilité de quantités sûres permettant de répondre immédiatement à une demande croissante, et la réponse à de nombreux autres problèmes importants pour le développement industriel sont certainement des éléments beaucoup plus pertinents de l'expansion industrielle qu'un «faible prix pour l'électricité», souvent considéré à tort comme facteur essentiel ou unique du succès.

L'accroissement de la consommation en électricité au Canada est dû en partie à la croissance démographique, mais également à l'accroissement de la consommation par personne qui a connu une hausse de 5% en 1970, passant à 9,336 kilowatt-heures (kWh). La quantité d'énergie électrique produite au cours de l'année représente 54.5% de la capacité de production continue de toutes les centrales en fonctionnement à la fin de l'année. La différence entre la quantité produite et la quantité potentielle représente les fluctuations de la demande inférieure à la demande de pointe au cours des cycles quotidiens et saisonniers, y compris les réserves de production.



View of the reactor face for one of the nuclear units being installed at the Pickering Station.

Vue du réacteur de l'un des groupes thermonucléaires de la centrale de Pickering.



View of the contrarotating turbogenerator installed at Point Tupper; the largest of its kind in the world.

Le turbo-alternateur contre-rotatif Ljungström de Point Tupper, le plus grand du monde de sa sorte.

Industry Structure

The electric utility industry operates under provincial jurisdiction and in most provinces the generation and main transmission is the responsibility of a provincial crown corporation. Investor owned electric utilities contribute about 10% of total power generated and are predominant in Alberta and play a significant role in Nova Scotia, Newfoundland and Labrador, Prince Edward Island, Ontario and British Columbia. Generating facilities in industrial establishments represented 8.1% of installed capacity at the end of 1970 and generated 16.0% of the electrical energy produced during the year. There is an annual decline in industrial generation as it becomes increasingly attractive to purchase power from utilities who can take fuller advantage of larger unit sizes and operational flexibility. Even when process steam is required for an industrial process, there are some instances when it is attractive to purchase both steam and power from the electric utility; supply of steam to the Point

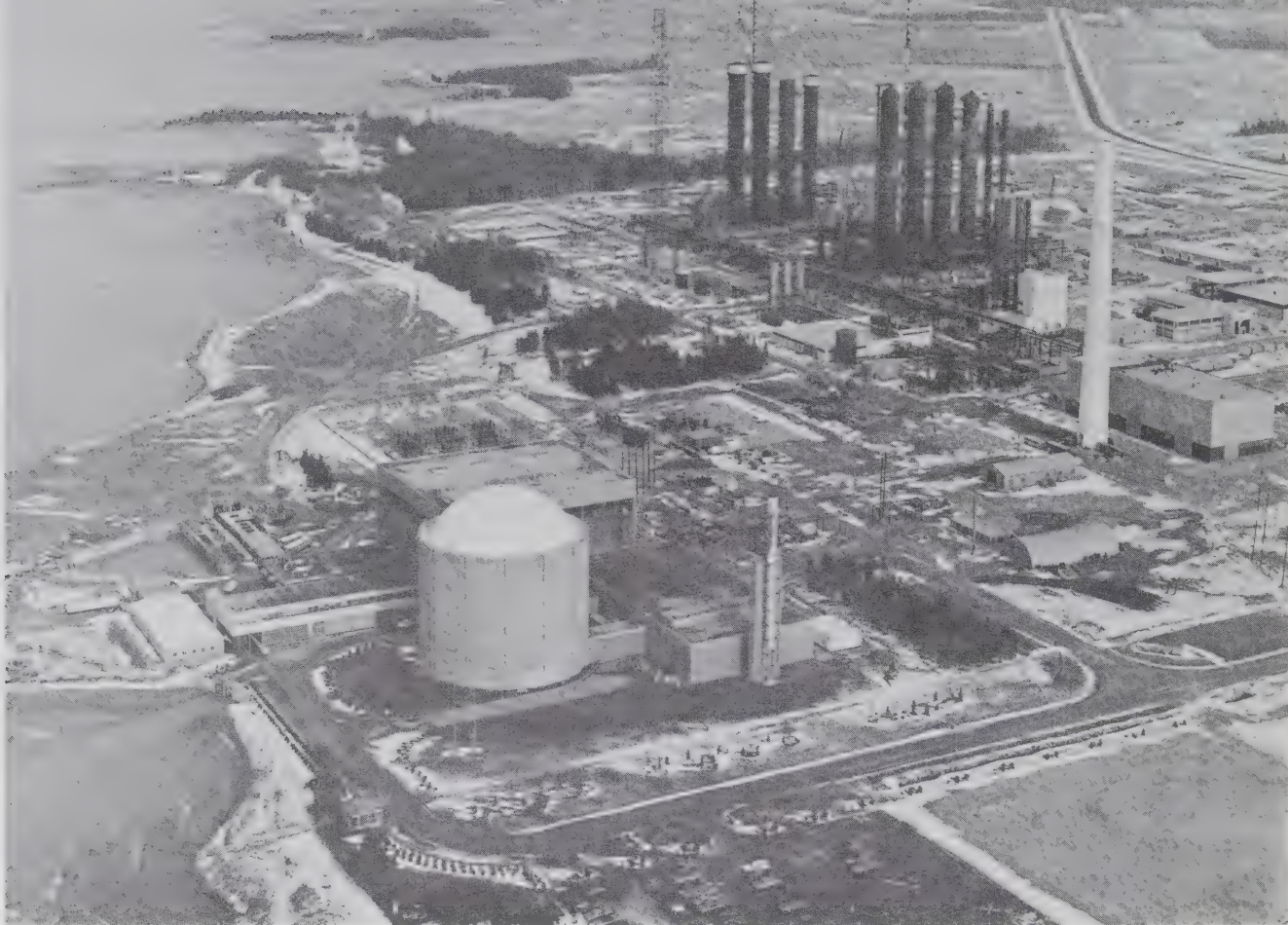
Structure de l'industrie

Les services publics d'électricité relèvent de la compétence provinciale, et dans la plupart des provinces la production et le transport principal de l'électricité relèvent d'une société d'État provinciale. Les services privés d'électricité assurent environ 10% de la production totale; ils sont nombreux en Alberta, et jouent un rôle important en Nouvelle-Écosse, à Terre-Neuve, au Labrador, dans l'Île-du-Prince-Édouard, en Ontario et en Colombie-Britannique. Les installations électrogènes des entreprises industrielles constituaient 8% de la puissance installée à la fin de 1970, et ont effectivement assuré 16% de l'électricité produite au cours de l'année. On remarque une baisse annuelle de la production de ce type d'électricité, car il devient beaucoup plus avantageux d'acheter l'électricité des services qui peuvent tirer avantage de centrales plus grandes et plus souples. Lorsqu'une usine a besoin de vapeur pour une opération industrielle quelconque, il est souvent plus intéressant pour elle d'acheter

Tupper heavy water plant from the Nova Scotia Power Commission Point Tupper Thermal Station commissioned in 1969 is an example.

à la fois l'électricité et la vapeur à une centrale; la vente de vapeur à l'usine d'eau lourde de Point Tupper par la station thermique de Point Tupper de la Nova Scotia Power Commission, entrée en service en 1969, en est un exemple.



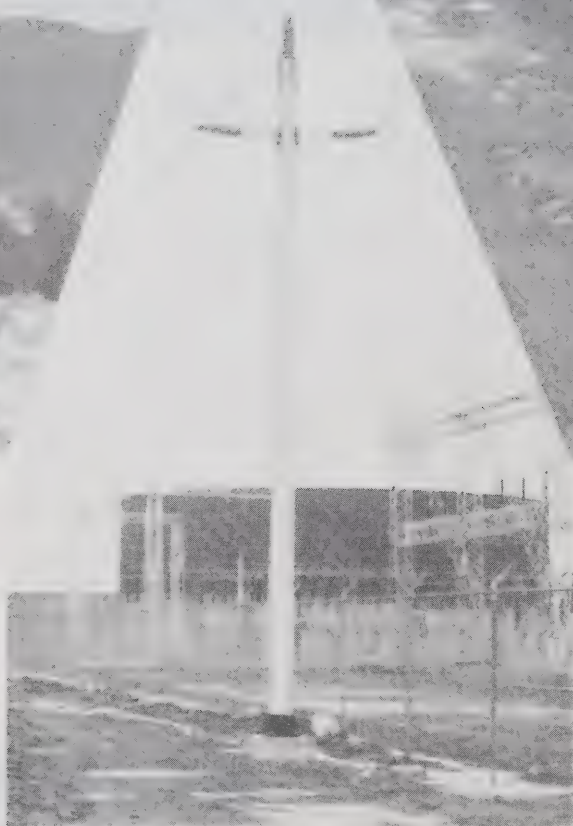


The Bruce Nuclear complex showing the completed Douglas Point nuclear station, and the Bruce heavy water plant under construction. The Bruce Generating Station with 3,200 MW capacity is scheduled for service beginning in 1975.

Le complexe nucléaire de Bruce, avec la centrale nucléaire de Douglas Point , qui est terminée, et le chantier de l'usine d'eau lourde de Bruce. La centrale Bruce, d'une puissance de 3,200 MW, doit être mise en service en 1975.

**PROGRESS
IN
1970
AND
FUTURE
PROSPECTS**

**PROGRÈS
EN
1970
ET
PERSPECTIVES
D'AVENIR**



New tapered steel and aluminum poles installed during 1970 by Newfoundland Light and Power Company. These poles are an attractive alternative to less sightly wood or steel structures and will undoubtedly become increasingly common.

Nouvelle sorte de poteaux effilés en acier et en aluminium installés en 1970 par le Newfoundland Light and Power Company. C'est une alternative agréable qui remplace les structures moins plaisantes en bois ou en acier et sans doute ils deviendront plus usuels.

Progress in 1970

Additions to electrical generating capacity in 1970 of 3,081 MW raised the total installed capacity by 7.8% to 42,629 MW. Thermal electric capacity accounted for 59% (1,810 MW) of the additions, with hydro generation providing the balance (1,271 MW). At December 31, 1970 total installed capacity was 66% hydro-electric, 34% thermal.

The trend to larger unit sizes continued in 1970, especially with respect to thermal electric capacity where 95% of the annual increase was made up of units of 150 MW or greater. Only 63% of the total hydro-electric additions came from units of the 150 MW or greater size.

Although a significant increase in the country's overall generating capacity was made in 1970, total additions were nearly 20% less than the record 3,840 MW which was added in 1969. As noted later, 1971 promises to show considerably larger additions.

TABLE 2
Growth Pattern

	Hydro Production hydraulique	Thermal Production thermique	Total	
Net additions 1970	1,271	1,810	3,081	Augmentation nette en 1970
Total 1970	28,304	14,325	42,629	Production totale en 1970
Planned 1971	2,346	2,157	4,503	Augmentation prévue en 1971
Est. Total 1971	30,650	16,482	47,132	Production totale estimative pour 1971
Planned after 1971	7,249	11,130	18,379	Augmentation prévue au-delà de 1971
Total with planned additions	37,899	27,612	65,511	Production totale avec les augmentations prévues

Electrical energy generated in Canada in 1970 increased by 7.2% to 203,714 GWh (million kilowatt-hours). However, with a net export of 2,403 GWh to the United States, the actual growth of primary and secondary energy supplied in Canada was only 6.7% to 201,311 GWh. The 6.7% increase in available energy compares favourably with a 6.32% average growth over the 1960-1970 period, but, is somewhat lower than last year's 7.3% increase. The 1970 generation from thermal electric units increased by 12.5% compared with a 5.7% increase in hydro generation. Hydro accounted for 76.7% of total energy generated.

Progrès accomplis en 1970

La puissance génératrice a augmenté de 3,081 MW (7.8%) en 1970, portant la puissance totale installée à 42,629 MW. Les centrales thermiques ont assuré 59% de cette hausse (1,810 MW) et les centrales hydrauliques le reste, soit 1,271 MW. Au 31 décembre 1970, la puissance globale installée était à 66% hydro-électrique et à 34% thermique.

La tendance à employer des groupes plus puissants s'est poursuivie en 1970, particulièrement dans le cas de la production thermique où 95% de l'augmentation annuelle provenait de groupes de 150 MW ou plus, alors que la proportion n'était que de 63% dans le cas de la production hydro-électrique.

En dépit de l'augmentation appréciable de la puissance électrogène globale au Canada en 1970, les nouvelles additions marquaient une baisse d'environ 20% par rapport au chiffre record de 3,840 MW ajoutés en

TABEAU 2
Accroissement de la production

1969. Comme on le verra plus loin, l'année 1971 semble beaucoup plus prometteuse.

La production d'énergie électrique au Canada en 1970 a augmenté de 7.2% en atteignant 203,714, GWh (millions de kilowatt-heures). Toutefois, étant donné que 2,403 GWh ont été exportés vers les États-Unis, la hausse réelle de la quantité d'énergie primaire et secondaire fournie au Canada n'a été que de 201,311 GWh, soit 6.7%, pourcentage qui se compare favorablement avec la hausse moyenne de 6.32% au cours de la période 1960-1970, mais est inférieur à l'augmentation de 7.3% l'année dernière. Il y a eu hausse de 12.5% dans la production thermique et de 5.7% dans la production hydro-électrique en 1970, alors que l'énergie hydro-électrique constituait les 76.7% du total de l'énergie produite.



Ontario Hydro's Wells Generating Station was placed in service in October 1970.

La centrale hydro-électrique de Wells était mise en marche en Octobre 1970 par l'Hydro-Ontario.

Plans for Future Expansion

Should present plans be realized, capacity additions for 1971 will set a new record of 4,503 MW; this represents a 45% increase over the 1970 value. Such variations in year to year additions are not uncommon and reflect timing of construction progress rather than any general increase or reduction in expansion plans. The predicted 1971 increase is divided fairly evenly between hydro-electric and thermal capacity.

Total committed generation expansion beyond 1971, which includes units for service up to 1978, will add 18,379 MW to Canada's generating capacity. This represents an increase of approximately 40% over the expected installed capacity at the end of 1971. Actual additions likely will exceed this total since not all of the additions to 1978 have been firmly committed. No allowance is made in these estimates for retirement of older plants but these normally have a very minor effect

Projets d'expansion

Si les projets actuels se réalisent, la capacité ajoutée en 1971 constituera un nouveau record de 4,503 MW, soit une augmentation de 45% par rapport à 1970. De telles variations annuelles ne sont pas rares et reflètent l'arrivée à terme des programmes de construction plutôt que l'accélération ou le ralentissement de l'expansion. La hausse prévue pour 1971 sera répartie à peu près également entre la capacité thermique et hydro-électrique.

L'augmentation de la production totale prévue pour les années au-delà de 1971, y compris les groupes devant être mis en service jusqu'en 1978, permettra d'ajouter 18,379 MW à la puissance installée au Canada, ce qui représente une hausse d'environ 40% comparativement à la puissance installée prévue pour la fin de 1971. L'augmentation réelle dépassera probablement ce chiffre, étant donné que toutes les installations nouvelles prévues jusqu'en 1978 n'ont pas encore été définitivement

since they are related to the scale of system growth 30 years or more ago. Of the announced additions, including the 1971 plans, thermal units will provide about 58%, and thermal generation, on completion of these projected plans, will have grown from 34% to 42% of total installed capacity.

Thermal unit sizes and station sizes will continue to increase over the next few years with twenty units of 500 MW and larger providing 11,655 MW or nearly 88% of planned thermal expansion after 1970. 40% of the units, all of which incidentally are located in Ontario, and 46% of the capacity will be nuclear fueled. The 11 hydro-electric units rated 475 MW each at Churchill Falls will provide more than 50% of the announced hydro-electric expansion after 1970. A similar increase in the size of hydro-electric units cannot be expected in the future since their size is influenced by head and flow as well as by considerations of system size.

décidées. Ces estimations ne tiennent pas compte du retrait d'anciennes centrales, mais ce facteur est de faible importance puisqu'il se rapporte à l'échelle de croissance des réseaux d'y il a trente ans ou plus. Les additions annoncées, y compris les projets pour 1971, seront constituées à 58% de groupes thermiques tandis que la production thermique, une fois terminés les aménagements prévus, aura passé de 34% à 42% de la puissance installée totale.

La dimension des groupes et des centrales thermiques continuera d'augmenter au cours des prochaines années; vingt groupes de 500 MW et plus assureront 11,655 MW soit près de 88% de la hausse de capacité de production thermique après 1970. Quarante pour cent des groupes, qui sont tous situés en Ontario, utiliseront l'énergie nucléaire et assureront 46% de la puissance. Les onze groupes hydro-électriques de 475 MW des chutes Churchill constitueront plus de 50% de l'expansion hydro-électrique à compter de 1970. Une hausse aussi considérable ne serait vraisemblablement plus possible dans l'avenir puisque l'importance des centrales hydro-électriques dépend de la hauteur de chute et du débit du cours d'eau ainsi que des impératifs de dimension du réseau.



Summary and Future Prospects

The electric utility growth rate in installed capacity has averaged over 6% per annum since 1915 and a similar growth is forecast for the next 20 years. The growth of electrical generating capacity has exceeded the increase in real gross national product and it is expected to continue this trend in the foreseeable future. In the 44-year period to 1970, GNP increased by an average of 4.23% per year while generation capacity grew by 6.08%. For the period to 1975 a growth rate of 6.65% in installed generating capacity is expected in comparison with a forecast annual growth in GNP of 5.5% per annum. The demands of the electric utility industry for capital funds, currently at \$1600 million or about 9% of total capital investment, is thus likely to remain at this level or to increase slightly.

The industry, both in its manufacturing and utility aspects, has made commendable efforts over the years to reduce the cost of its product by improved design and operating practices and by taking advantage of the economies of scale. The significant portion of Canada's capital investment which the industry employs requires a continuing effort to seek further improvement. This need is currently of special significance with the burden which high interest rates places on a capital intensive industry. Since some of the expansion choices lie between solutions which differ in their division of capital and operating costs, difficult decisions must be made to balance short range and long range cost objectives.

The approximate division of capital between the major elements of electric utility systems is as follows:

	%
Generation	47
Transmission	21
Distribution	24
Other	8

While economies of scale will continue to allow some savings in all of these investment areas, there will be strong pressures from higher equipment and material costs and from more stringent environmental standards to force costs upwards. Previous development of the more favourable hydro-electric sites and increasing restrictions on thermal plant siting will tend to increase the proportion of future utility investment in transmission systems. Restrictions on right of way availability and the need for improved appearance of transmission structures will put added pressure on the cost of this element. The demand

Sommaire et perspectives d'avenir

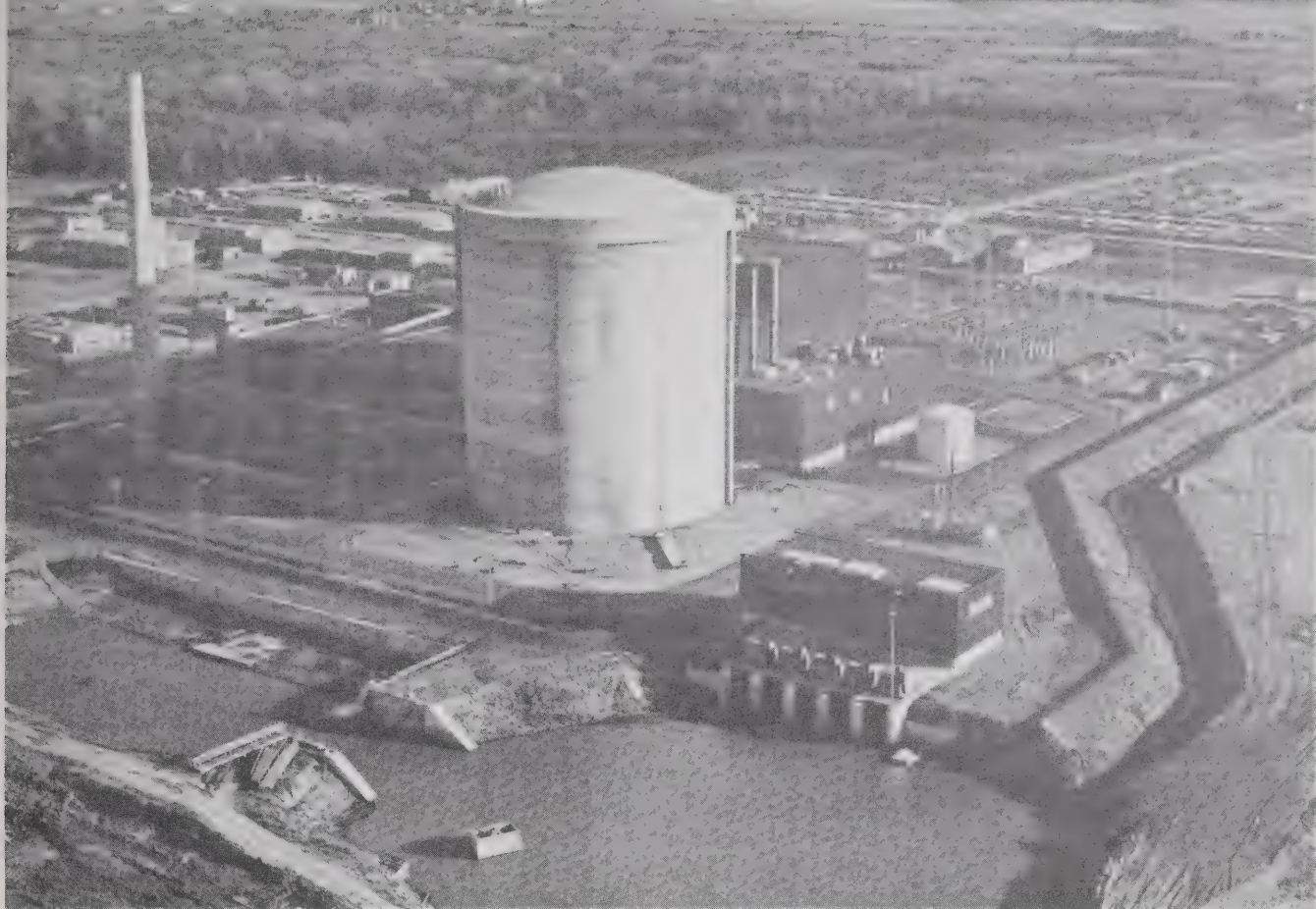
La puissance installée des services d'électricité a accusé un rythme d'expansion de 6% par année en moyenne depuis 1915, et l'on prévoit un rythme semblable pour les 20 prochaines années. L'augmentation de la capacité de production a dépassé l'accroissement du produit national brut réel, et l'on pense que cette tendance se maintiendra au cours des prochaines années. Entre 1926 et 1970, le PNB a augmenté de 4.23% par année en moyenne, alors que la capacité de production d'électricité a augmenté de 6.08% par année. D'ici à 1975, on prévoit un taux d'accroissement de 6.65% de la puissance installée par rapport au taux d'accroissement prévu de 5.5% par an pour le PNB. Les besoins de capitaux des services publics d'électricité constituent couramment 9% environ du total des investissements nationaux et il est probable qu'ils demeureront à ce niveau ou augmenteront légèrement au cours des prochaines années.

Cette industrie, tant au niveau de la fabrication que des services, a fait au cours des années de louables efforts pour abaisser le prix de son produit en améliorant ses techniques de construction et d'exploitation et en profitant des économies d'échelle réalisables. La proportion appréciable des investissements canadiens qu'utilise cette industrie exige un effort soutenu de perfectionnement. Cet effort est actuellement encore plus important étant donné le fardeau que représente le taux élevé des intérêts pour une industrie de capitale. Étant donné que certains des choix en matière d'expansion offrent des différences quant aux frais d'établissement et aux frais d'exploitation, il y aura des décisions difficiles à prendre pour équilibrer les objectifs à long et à court terme en matière de coût.

La répartition approximative des investissements entre les principaux secteurs de l'industrie électrique est la suivante:

	%
Production	47
Transport	21
Distribution	24
Autres	8

Même si les économies d'échelle permettaient de nouvelles réductions des coûts dans tous ces secteurs d'investissement, les coûts du matériel et de l'équipement et la protection de l'écologie exerceront de fortes



Gentilly Nuclear Station; the 250 MW unit reached criticality during 1970.

La centrale nucléaire de Gentilly; le groupe de 250 MW a atteint le point de criticité en 1970.

for underground distribution systems is requiring larger investments in this important area of utility cost.

In all of these areas the electric utilities together with senior levels of government have important responsibilities to both guide and respond to public choice in achieving the best balance consistent with wise use of resources. Increasingly clear explanation of the available alternatives with their technical and economic consequences must be presented to ensure both wise and timely implementation of utility expansion plans.

pressions sur l'échelle des prix. L'aménagement antérieur des emplacements les plus favorables à la production hydro-électrique et la multiplication des restrictions apportées à l'implantation des centrales thermiques auront tendance à augmenter la proportion des investissements futurs qui sera consacrée aux réseaux de transport. Les restrictions touchant les emprises de lignes de transport et la nécessité d'améliorer les installations de transport sur le plan esthétique contribueront également à hausser le coût de ces installations. L'enfouissement des réseaux de distribution réclamé par le grand public entraîne des mises de fonds plus élevées dans ce secteur important des services.

Dans tous ces domaines, l'industrie de l'électricité et les paliers supérieurs de l'administration ont donc d'importantes responsabilités: ils doivent à la fois orienter et satisfaire les demandes du public tout en exploitant les ressources de la manière la plus judicieuse possible, et fournir une explication précise des choix à leur portée et de leurs répercussions techniques et économiques, afin que les programmes d'expansion des services d'électricité soient appliqués en temps voulu et à bon escient.

Highlights by Province

• British Columbia

While only minor additions to generating capacity were made in 1970, three more 227 MW units will be added to the Portage Mountain development in the next two years and a further 200 MW addition will result from the redevelopment of the Jordan River and Whatshan plants. An extensive study of provincial power requirements to 1985 is underway by the B.C. Energy Board in cooperation with B.C. Hydro and provincial government departments. Transmission expansion activity includes the final stages of the second 500 kV line between Portage Mountain and Vancouver, extension of the 230 kV East Kootenay transmission to interconnect with the United States and reinforcement in North Vancouver Island with 138/230 kV circuits. Construction of the Columbia River storage facilities is continuing with the main Canadian effort at Mica Creek scheduled for operation early in 1973.

• Yukon Territory

Additions to generating facilities during 1970 totalled 7,410 kW, however, since 1,150 kW were removed, the net increase amounted to only 6,260 kW. The prime increase was a 5,150 kW diesel generator placed in service at the Whitehorse Station. Other lesser additions were a 500 kW unit at Clinton Creek, a 600 kW unit at Watson Lake and a total of 1,160 kW at various plants throughout the territory. Installation of a 5,150 kW unit at Faro commenced in 1970 and should be in full operation by early 1971.

The rapid growth in peak load demand which has tripled over the past decade has necessitated studies of future transmission and generating expansion. It is anticipated that by 1975 generation will be almost double the present level.

• Northwest Territories

The Yellowknife and Frobisher Bay generating stations were substantially expanded during the year with additions in capacity of 5,150 kW and 4,420 kW, respectively. Northland Utilities' Hay River plant was also enlarged, bringing the station's overall installed capacity to 3,350 kW. Immediate expansion plans in the territory include a new 5,150 kW internal combustion station at Pine Point and the addition of a similar 5,150 kW unit to

Revue par province

• Colombie-Britannique

Bien que la puissance installée en Colombie-Britannique n'ait pas connu de hausse appréciable en 1970, trois autres groupes de 227 MW doivent être ajoutés à la centrale de Portage Mountain d'ici deux ans et le réaménagement des centrales de la rivière Jordan et de Whatshan permettra d'ajouter 200 MW à la production totale. En coopération avec la B.C. Hydro et divers ministères provinciaux, la Commission de l'énergie de la Colombie-Britannique a amorcé une étude globale des besoins en énergie électrique de la province jusqu'en 1985. Au chapitre de l'extension des réseaux de transport, la dernière étape de la deuxième ligne sous 500 kV reliant Portage Mountain et Vancouver a été parachevée, la ligne sous 230 kV d'East-Kootenay a été prolongée afin de permettre l'interconnexion avec le réseau américain, et les réseaux de transport de l'île Vancouver ont été améliorés par des circuits de 138-230 kV. Les travaux se poursuivent sur les chantiers des barrages-réservoirs du fleuve Columbia; l'aménagement principal du côté canadien, celui de Mica Creek, doit être mis en service au début de 1973.

• Territoire du Yukon

Au Yukon, 7,410 kW ont été ajoutés à la puissance installée globale en 1970, mais l'augmentation réelle n'atteint que 6,260 kW puisqu'il y a eu retrait de 1,150 kW. La principale addition consistait en un groupe diesel de 5,150 kW à la centrale de Whitehorse. On signale également l'installation d'un groupe de 500 kW à la centrale de Clinton Creek, d'une turbine de 600 kW à celle de Watson Lake et de divers groupes produisant un total de 1,160 kW à diverses centrales du territoire. On a commencé en 1970 l'installation à Faro d'un groupe de 5,150 kW qui doit être mis en service vers le début de 1971.

Étant donné que la demande de pointe a triplé depuis dix ans, il a été nécessaire d'étudier l'expansion future des réseaux de transport et des centrales. On s'attend que la puissance installée doublera presque d'ici à 1975.

• Territoires du Nord-Ouest

Les centrales de Yellowknife et de Frobisher Bay ont été agrandies en 1970 par l'addition de 5,150 kW et

the Inuvik plant. Both of these should be in operation by the end of 1971. Beyond this, expansion is somewhat uncertain, since load growth depends, in large measure, on the success of oil and gas exploration and on the development of mining prospects. Studies suggest that transmission development paralleling the Mackenzie River, with possible interconnection with the Yukon could, in conjunction with large thermal or hydro developments, best meet the longer term load growth in this extensive area.

Two significant transmission developments which began during 1970 are scheduled to be completed in 1971. When finished, an 80-mile three-phase 69 kV line will connect Inuvik to Tuktoyaktuk while a 40-mile single-phase line will join Pine Point with Fort Resolution.

Construction proceeding on a large diesel unit addition to the Northern Canada Power Commission's Inuvik thermal plant.

Aménagement d'un groupe diesel à la centrale thermique d'Inuvik, exploitée par la Commission d'Énergie du Nord Canadien.

4,420 kW respectivement. La puissance de la centrale de Hay River, exploitée par la Northland Utilities, est passée à 3,350 kW. Dans l'immédiat, on compte aménager une nouvelle centrale thermique de 5,150 kW à Pine Point et un groupe similaire de même puissance à la centrale d'Inuvik; les deux devraient être en service vers la fin de 1971. À part ces projets, les perspectives d'expansion demeurent incertaines puisque l'augmentation de la demande dépend largement des découvertes de pétrole et de gaz naturel et de l'exploitation de nouveaux gîtes minéraux. Certaines études ont révélé que le meilleur moyen de tenir tête à l'expansion à long terme dans l'immense territoire en cause serait d'aménager des lignes de transport dans la vallée du Mackenzie avec possibilité d'interconnexion avec les réseaux du Yukon, et d'établir des grandes centrales hydrauliques ou thermiques.

Deux nouvelles lignes, dont la construction débutait en 1970, seront parachevées en 1971: une ligne triphasée sous 69 kV doit franchir les 80 milles qui séparent Tuktoyaktuk d'Inuvik alors qu'une ligne monophasée de 40 milles de longueur reliera Fort Resolution à la centrale de Pine Point.



● Alberta

The commissioning of the first units at two new steam turbine generating plants, a 300 MW unit at Calgary Power's Sundance Station and a 165 MW unit at Edmonton Power's Clover Bar Station, assisted in raising Alberta's installed thermal capacity by nearly 30% in 1970. Although other thermal electric increases were also made by Northland Utilities and Canadian Utilities, the latter's 30 MW gas turbine addition at Rainbow Lake was the only other substantial item. No new hydro-electric capacity was added in 1970.

Future commitments in the province include Canadian Utilities' 140 MW steam turbine generator set at the H.R. Milner Station near Grande Cache which is scheduled for service in 1972 and second units of 165 MW and 300 MW for Clover Bar (1973) and Sundance (1974), respectively. The only hydro-electric development firmly committed at present is the 108 MW Bighorn generating station and multi-purpose water storage project to be completed in 1972. However, the Alberta government has under study four sites on the Peace and Slave Rivers which may provide future hydro-electric generating

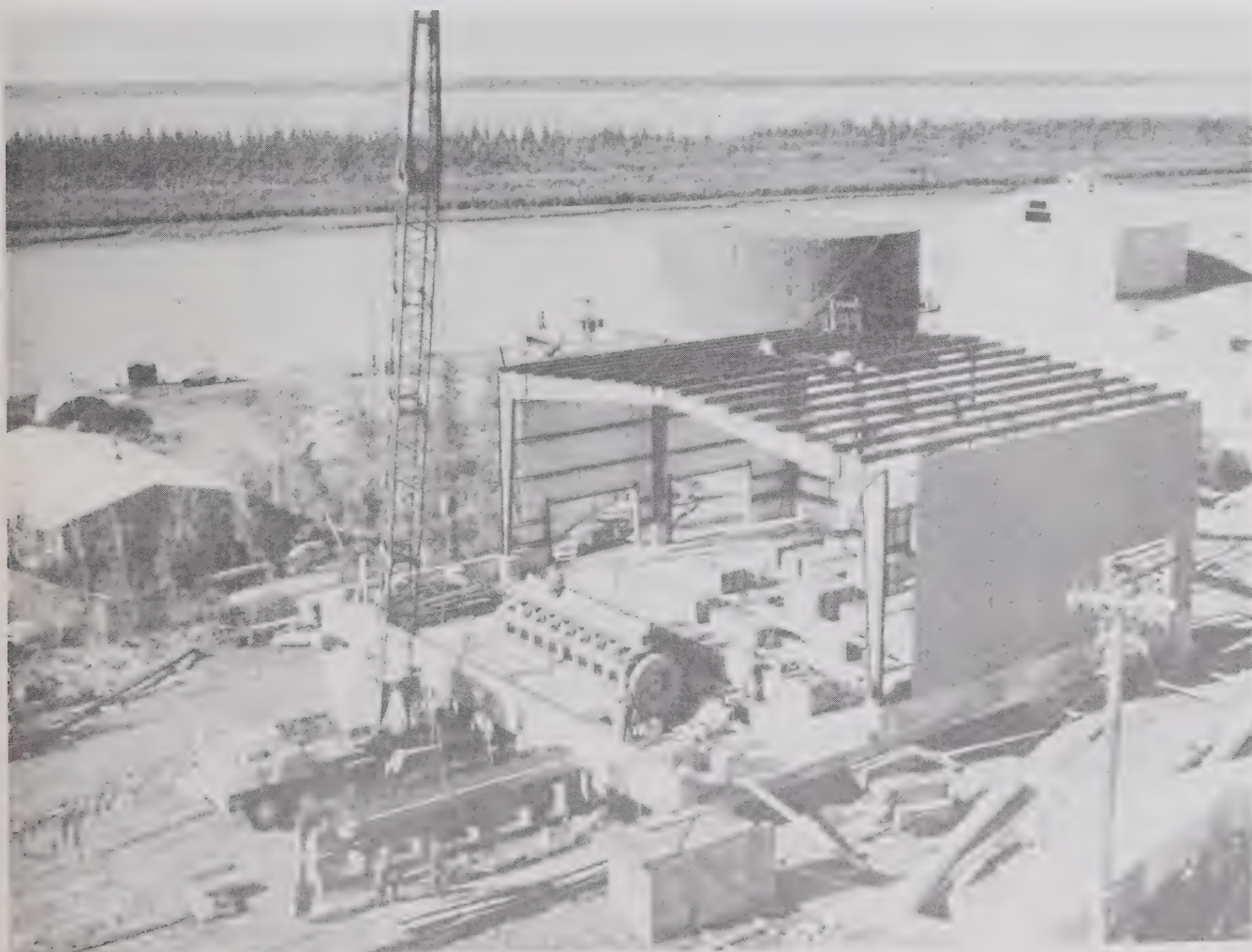
Constructing the turbine foundation at Canadian Utilities' H.R. Milner Station.

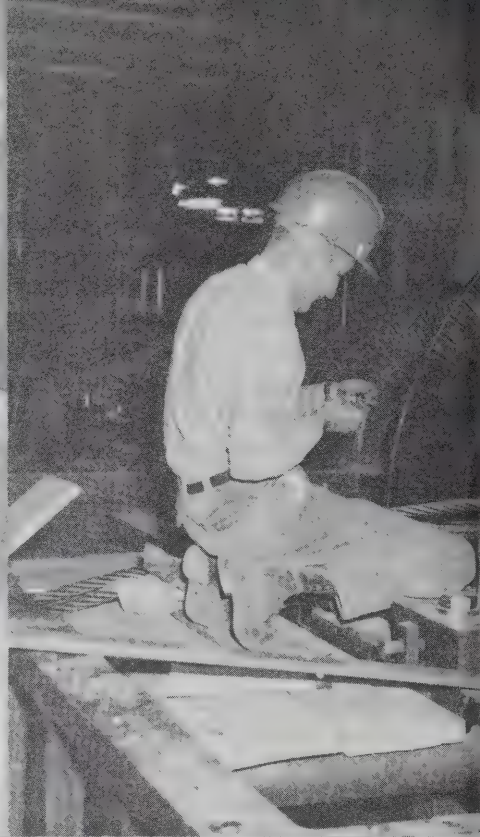
● Alberta

La puissance thermique installée de l'Alberta a augmenté environ 30% en 1970 avec la mise en service des premiers groupes de deux centrales à turbines à vapeur, soit le groupe de 300 MW de la centrale Sundance de la Calgary Power et le groupe de 165 MW de la centrale Clover Bar de l'Edmonton Power. Quoique deux autres entreprises, la Northland Utilities et la Canadian Utilities, aient ajouté à leur capacité de production thermique, le seul autre apport de quelque importance a été l'installation d'une turbine à gaz de 30 MW à la centrale de Rainbow Lake de la Canadian Utilities. Il n'y a pas eu d'expansion des installations hydro-électriques en 1970 en Alberta.

En ce qui touche l'avenir, la Canadian Utilities compte installer un groupe de génératrices à vapeur de 140 MW à la centrale H.R. Milner, non loin de Grande Cache, et le mettre en service en 1972; de plus elle aménagera les deuxièmes groupes de 165 MW et 300 MW à Clover Bar (1973) et à Sundance (1974) respectivement. Le seul projet d'aménagement hydro-électrique qui semble définitif à l'heure actuelle est celui de la centrale de 108

Construction de la fondation d'une turbine à la centrale H.R. Milner de la Canadian Utilities.





capacity for the provincial growth. The capacity available could exceed 2,000 MW and would take advantage of the storage behind the Bennett Dam in British Columbia.

In aggregate, 347 miles of transmission line were added to the province's overall network during the year. Canadian Utilities added 113 circuit miles of 72 kV and 144 kV lines while Northland Utilities extended its 144 kV system by 95 circuit miles. In view of the increased load which will result from further expansion of Lake Wabamun generation, Calgary Power plans to augment its 240 kV transmission grid in the Wabamun-Edmonton-Calgary corridor in the near future.

● Saskatchewan

A major 150 MW addition to the Boundary Dam generating plant raised the station's capacity to 432 MW, the largest in the province. A further 150 MW unit is expected to be brought into service in 1973. Other generation plans include the addition of a 100 MW unit to the 141 MW Queen Elizabeth Station and the purchase of 100 MW from Manitoba in 1972. Later expansion will involve considering the alternatives of lignite coal burning thermal plants, gas turbines and hydro developments.

Owing to staffing and fuel costs, the Saskatchewan Power Corporation decided to dispose of its 25 MW Moose Jaw thermal station during 1970. The plant had not been used since 1968 and only very sparingly in previous years.

An extensive program of transmission expansion which was undertaken during the year resulted in the addition of 168 circuit miles of 72 kV line and 28 circuit miles of 138 kV line. Also, arrangements were concluded with Manitoba for a second 230 kV intersystem connection. Completion of the transmission line, which will extend from Roblin, Manitoba to Yorkton, Saskatchewan, is predicted for 1972.

Saskatchewan Power Corporation extended its Boundary Dam Station with a 150 MW addition in 1970.

La Saskatchewan Power Corporation a haussé de 150 MW la puissance de sa centrale de Boundary Dam.

MW et du réservoir polyvalent de Bighorn, dont la date de parachèvement a été fixée pour 1972. Cependant, le gouvernement de la province examine la possibilité d'aménagements hydro-électriques sur quatre emplacements de la rivière de la Paix et de la rivière des Esclaves, en prévision du développement de la province. La puissance éventuelle de ces aménagements pourrait dépasser 2,000 MW et les turbines seraient alimentées en partie par les réservoirs du barrage Bennett, en Colombie-Britannique.

Au total, 347 milles de lignes de transmission ont été ajoutés au réseau de l'Alberta en 1970, dont 113 milles par la Canadian Utilities à ses circuits sous 72 et 144 kV et 95 milles par la Northland Utilities à son réseau sous 144 kV. Étant donné la hausse de charge qui doit accompagner l'expansion de ses installations du lac Wabamun, la Calgary Power compte renforcer sous peu son réseau de transport sous 240 kV du corridor Wabamun-Edmonton-Calgary.

● Saskatchewan

A la suite de l'addition d'un total de 150 MW de production à la centrale du barrage Boundary, la puissance totale de l'installation est passée à 432 MW, la plus élevée de la province; un autre groupe de 150 MW doit être mis en service en 1973. On projette également d'ajouter un groupe de 100 MW à la centrale Queen Elizabeth (141 MW) ainsi que d'acheter l'équivalent de 100 MW du Manitoba en 1972. Toute expansion future devra tenir compte des avantages respectifs des centrales thermiques alimentées au lignite, des turbines électrogènes à gaz et de l'aménagement hydro-électrique.

En raison du coût élevé du combustible et de la main-d'oeuvre, la Saskatchewan Power Corporation a décidé en 1970 de se départir de sa centrale thermique de 25 MW de Moose Jaw; elle était inactive depuis 1968 et n'avait été utilisée que très peu au cours des années précédentes.

Un vaste programme d'extension des réseaux de transport entrepris au cours de l'année a entraîné l'addition de 168 milles de circuit sous 72 kV et de 28 milles de circuit sous 138 kV, alors que des ententes étaient conclues avec le Manitoba en vue d'une seconde interconnexion entre réseaux de 230 kV. Cette ligne, qui reliera Roblin (Man.) et Yorkton (Sask.) doit être parachèvement en 1972.



Two further 500 MW units were added to Ontario Hydro's Lambton Station during the year.

Deux nouveaux groupes de 500 MW ont été ajoutés à la centrale de Lambton de l'Hydro-Ontario au cours de l'année.

● Manitoba

The first phase of the massive 1,224 MW Kettle hydro-electric station went into service in 1970 with the completion of the first 102 MW unit. The unit was connected to the system by A.C. transmission in December. Completion of the ± 450 kV HVDC transmission system and three more generators at Kettle are scheduled for 1971. Subsequent units will be brought into service between 1972 and 1976 at the rate of two per year. The only additional expansion in the province currently underway is the 33.75 MW addition to the Kelsey Station. This work should be finished by 1972. An interim license, permitting control over the outflow of Lake Winnipeg by 1974, was granted to Manitoba Hydro during the year. This will allow a partial solution to the water storage required for economical expansion of power generation on the Nelson River System. Means for the diversion of water from the Churchill River into the Nelson System and for additional storage are still under study.

A 230 kV transmission interconnection with the United States was completed mid-year to permit power sales during the summer months. Reinforcement of 230 kV transmission to Ontario and Saskatchewan is planned for 1972 to handle projected power sales to these provinces.

● Ontario

Again in 1970, Ontario made a substantial increase in its overall generating capacity. Thermal-electric additions continued to dominate the province's growth program accounting for over 80% of the annual rise. As a result, the total installed thermal capacity in Ontario, for the first time, exceeds the total installed hydro capacity. The highlight of the year was the completion of the final two 500 MW steam units at Lambton. This is now the second largest thermal station in Canada, exceeded only by Ontario Hydro's Lakeview Station. In addition, three of the six 7.5 MW gas turbine auxiliary units at Pickering were brought into service with the remaining three scheduled for service in 1971. The commissioning of the 203 MW Wells Generating Station on the Mississagi River was the only significant hydro-electric addition during 1970.

Continuing the present trend, expansion over the 1971 to 1978 period will concentrate almost exclusively on thermal electric generation. Of the 11,950 MW of capacity to be added, only 228 MW will be hydro-electric.

● Manitoba

La première étape de construction de l'important complexe hydroélectrique de Kettle (1,224 MW) a été terminée en 1970 avec la mise en service du premier groupe de 102 MW qui a été relié au réseau par une ligne à courant alternatif en décembre. Le calendrier d'aménagement prévoit pour 1971 le parachèvement du réseau de transport CCHT sous ± 450 kV et de trois autres génératrices. Les autres groupes seront mis en service entre 1972 et 1976, au rythme de deux par année. Le seul autre projet d'expansion actuellement en voie de réalisation au Manitoba est l'addition d'une puissance de 33.75 MW à la centrale de Kelsey, où les travaux doivent être terminés en 1972. La Manitoba Hydro a obtenu durant l'année un permis provisoire l'autorisant à modifier le débit du lac Winnipeg d'ici 1974, comme solution partielle au problème du stockage de l'eau nécessaire pour la réalisation du projet de la rivière Nelson dans des conditions économiques favorables. Les études se poursuivent sur l'aménagement d'autres réservoirs et sur le détournement de la Churchill vers la Nelson.

Vers le milieu de l'année, une interconnexion sous 230 kV avec les États-Unis a été terminée afin de permettre la vente d'électricité au cours des mois d'été. En prévision de ventes accrues à l'Ontario et à la Saskatchewan, le Manitoba compte renforcer son réseau de transport sous 230 kV en 1972.

● Ontario

En 1970, l'Ontario a continué d'ajouter à sa puissance globale, principalement par l'expansion dans le secteur thermique qui a assuré 80% de la hausse. La puissance thermique installée en Ontario est maintenant supérieure à la puissance hydro-électrique.

Le fait marquant de l'année a été le parachèvement des deux derniers groupes à vapeur de 500 MW de la centrale thermique de Lambton, qui est maintenant la deuxième en importance au Canada après celle de Lakeview, également exploitée par l'Hydro-Ontario. De plus, trois des six turbines auxiliaires à gaz de 7.5 MW de la centrale de Pickering ont été mises en service et les trois autres doivent être activées en 1971. Dans le secteur de la production hydraulique, le seul fait d'importance a été la mise en service de la centrale Wells de 203 MW, sur la rivière Mississagi.

Conformément à la tendance actuelle, l'expansion de 1971 à 1978 sera concentrée principalement sur les

The majority of new thermal generation will be supplied by four plants now under construction; the 4,000 MW Nanticoke coal fired plant located near Port Dover, the 2,295 MW Lennox oil fired development being built west of Kingston, and two nuclear fueled plants; one, the 2,160 MW Pickering plant near Toronto and the other, the 3,200 MW Bruce development near Kincardine. Each of these stations will have units in the 500 MW to 800 MW size range. The 228 MW Lower Notch Station being constructed on the Montreal River is the only hydro-electric development planned for the foreseeable future. It is expected that this station will be in service by autumn 1971.

The nearly 1,500 circuit miles of transmission line that were added during 1970 included the completion of the last section of the double circuit, 230 kV interconnection between the East and West systems of Ontario Hydro.

Daniel Johnson Dam creates a 4,900 billion cubic foot reservoir to feed the Manic 5 development.

installations thermiques. L'Ontario compte ajouter 11,950 MW à sa puissance installée, dont 228 MW seulement de sources hydro-électriques. Le programme prévoit la construction de quatre centrales déjà mises en chantier: celle de Nanticoke (4,000 MW) alimentée à la houille, non loin de Port Dover; celle de Lennox (2,295 MW), alimentée au mazout, à l'ouest de Kingston, et deux centrales nucléaires, celle de Pickering (2,160 MW) près de Toronto, et la centrale Bruce (3,200 MW) non loin de Kincardine. Chaque centrale sera dotée de groupes dont la puissance variera entre 500 et 800 MW. La seule centrale hydraulique prévue jusqu'ici est celle de Lower Notch (228 MW), sur la rivière Montréal; elle doit être mise en service vers l'automne de 1971.

L'Ontario a ajouté près de 1,500 milles de lignes de transport à ses réseaux en 1970; le dernier tronçon de l'interconnexion à double circuit sous 230 kV entre les réseaux de l'ouest et de l'est de l'Hydro-Ontario a été parachevé.

Le barrage Daniel Johnson produit un réservoir de 4,900,000 million de pied cube pour alimenter l'aménagement de Manic 5.



• Quebec

With a total 1970 net increase of over 808 MW, Quebec retained its distinction as the province with the largest total installed generating capacity. As of December 31, 1970 combined hydro and thermal capacity in the province was greater than 14,000 MW. It is interesting to note that almost 95% of this total is hydro-electric.

The only significant addition during 1970 was the completion of the first five 161.5 MW Manic 5 units which added 807.5 MW of new capacity – over 60% of Canada's hydro-electric additions for the year. The station's three remaining units are scheduled for service in 1971. Unlike many other provinces who have come to rely on thermal generation to meet their future needs, Quebec expansion plans still concentrate heavily on hydro generation. In fact, the only notable thermal station that is presently planned is the 250 MW nuclear fueled Gentilly development. This unit reached criticality during 1970 and should be on line sometime in 1971. Between 1973 and 1978, Hydro Quebec plans to install 1,212 MW of additional hydro-electric capacity. The Manic 3 development will account for 1,176 MW while the other 36 MW will be supplied by an addition to the Rapide des Isles plant. In the 1972-76 period most of the load growth will be met by purchases from the Churchill Falls complex. Extensive investigation is continuing into the engineering and economic possibilities of developing the hydro-electric potential of several rivers flowing into James Bay from northwestern Quebec. Potential exceeding 10,000 MW can be developed and a decision to start in 1971 would probably produce first power in 1978-80. A pumped storage facility at Lake St. Joachims, near Quebec City, is also being given consideration.

Considerable work was carried out during the year on extending the transmission network throughout the province. Development of Hydro Quebec's 735 kV system was continued with the completion of the third of four sections connecting the Manic-Outardes complex with Montreal. By year end, 1,022 of the initial program for 1,228 miles of 735 kV lines had been completed. Construction also proceeded on three additional 735 kV circuits which will transmit energy from Churchill Falls and form a part of the integrated system. Hydro Quebec will take delivery of this energy at the Labrador border about 152 miles north of Sept Isles. Three lines will extend from the delivery point, two going to Manicouagan and the third connecting with Micoua. Present indications are that construction is proceeding so rapidly that two of

• Québec

Le Québec est toujours en tête du pays pour la puissance installée, ayant enregistré une augmentation nette de 808 MW en 1970. Le 31 décembre 1970, la puissance réunie des centrales thermiques et hydrauliques de la province s'établissait à 14,000 MW, dont 95% provenaient de sources hydro-électriques.

La seule addition importante de 1970 a été celle des cinq premiers groupes de 161.5 MW de Manic 5, dont la production totale s'élève à 807.5 MW, soit 60% de la hausse de puissance hydro-électrique pour l'ensemble du Canada. Les trois autres groupes de la centrale doivent être mis en service en 1971. A l'encontre de la plupart des autres provinces, qui envisagent la production thermique comme moyen de satisfaire à la demande future, le Québec, dans ses projets d'expansion, mise principalement sur les aménagements de cours d'eau. La seule centrale thermique importante au programme est l'installation thermonucléaire de Gentilly, qui doit produire 250 MW. La centrale a atteint le point de criticité au cours de l'année et sera intégrée au réseau de distribution en 1971. Entre 1973 et 1978, l'Hydro-Québec compte ajouter 1,212 MW à sa puissance hydro-électrique, dont 1,176 MW par l'aménagement de Manic 3 et le reste, 36 MW, par l'expansion de la centrale du Rapide-des-Isles. De 1972 à 1976, l'Hydro-Québec pourra satisfaire à une demande toujours en croissance grâce à l'achat d'électricité produite au complexe des chutes Churchill. Les études techniques et économiques se poursuivent sur la possibilité d'aménagements hydro-électriques sur plusieurs rivières du nord-ouest québécois qui se jettent dans la baie James. Le potentiel de ces aménagements a été estimé à plus de 10,000 MW; si la décision est prise d'amorcer l'ambitieuse entreprise, la production devrait débiter entre 1978 et 1980. On examine également la possibilité d'aménager un réservoir alimenté par pompes au lac St-Joachim, près de Québec.

De grands progrès ont été réalisés au cours de l'année en vue de l'expansion du réseau de transport. Les travaux ont été poursuivis sur le circuit de 735 kV de l'Hydro-Québec: le troisième des quatre tronçons de la ligne qui doit relier Montréal au complexe Manicouagan-Outardes a été parachevé. A la fin de l'année, 1,022 milles du total éventuel de 1,228 milles de la ligne sous 735 kV étaient terminés. On poursuit également les travaux sur les trois circuits additionnels sous 735 kV qui doivent relier le réseau québécois à la centrale des chutes Churchill. L'Hydro-Québec prendra livraison de l'énergie à la frontière du Labrador, à quelque 152 milles au nord de

the three lines may well be operative by August 1971, almost half a year ahead of schedule. Because of this additional supply from Churchill Falls, preparatory work is already underway on expanding the 735 kV system from Manic-Outardes to the various load centres. In addition to the 735 kV transmission achievements, noticeable additions were also made to the 315 kV, 230 kV, 120 kV and 69 kV systems during 1970.

Dalhousie Thermal Generating Station: completed in 1969, it was officially opened on June 18, 1970.

La centrale thermique de Dalhousie, parachevée en 1969 et mise en service le 18 juin 1970.

Sept-îles; trois lignes de transport quitteront le point de livraison, deux en direction de la Manicouagan et la troisième vers Micoua. Selon les indications actuelles, la construction se poursuit à un tel rythme qu'on peut espérer mettre deux des lignes en service en août 1971, près de six mois avant la date prévue. En vue de l'acheminement des quantités supplémentaires d'énergie provenant des chutes Churchill, les premiers travaux sont déjà en cours afin de ramifier le circuit de 735 kV de Manic-Outardes vers les principaux centres de consommation. Outre les progrès réalisés en vue de la transmission sous 735 kV, des additions ont été faites aux divers circuits sous 315 kV, 230 kV, 120 kV et 69 kV au cours de l'année.



● New Brunswick

No new generation expansion was undertaken in 1970 following substantial additions in 1968 and 1969 at the Mactaquac and Dalhousie stations. A fourth 100 MW unit for Mactaquac is scheduled to see service in 1972 with two further units of the same size to follow sometime later.

For the most part, efforts during 1970 concentrated on transmission development. A significant accomplishment was the New Brunswick Electric Power Commission's 345 kV transmission interconnection with utilities in New England providing the first major inter-regional tie between the Maritime regions of Canada and the United States. This interchange implements a 25-year pact which was agreed upon by Canadian officials and representatives of New England Power companies at Fredericton in August 1969. Under construction and planned for service in 1972 is an HVDC back-to-back asynchronous tie with 320 MW capacity between New Brunswick and Quebec. This is being installed at Eel River, N.B. and will initially permit the purchase of substantial quantities of Churchill Falls power in the period up to 1976.

● Nova Scotia

Following a major increase in their thermal generating capacity in 1969, the Nova Scotia Power Commission made no new additions during 1970. However, the Commission plans to bring a 25 MW gas turbine plant into service at Tusket in 1971 and add a further 150 MW unit to its Point Tupper Station in 1973. When completed the Point Tupper Station will be the largest in the province. The expansion plans of the Nova Scotia Light and Power Company at present centre on the extension of the Tufts Cove Station. It is expected that by mid-1972 a new 105 MW unit will be in service bringing the station's capacity to 205 MW.

During 1970, additions of 152 circuit miles were made to 69 kV, 138 kV and 230 kV systems.

● Prince Edward Island

Although no additions to installed capacity were made during 1970, a 14 MW gas turbine presently under construction at Borden will provide an 18% increase in the province's generating capacity by the end of 1971.

Load growth during 1970 produced a 10% increase in peak demand.

● Nouveau-Brunswick

Il n'y a pas eu de hausse de puissance installée dans cette province en 1970, à la suite des additions considérables faites en 1968 et 1969 aux centrales de Mactaquac et Dalhousie. Un quatrième groupe de 100 MW est censé être mis en service à la centrale de Mactaquac en 1972 et deux autres groupes électrogènes de même puissance doivent être ajoutés plus tard.

De façon générale, les travaux en 1970 ont porté principalement sur l'expansion des réseaux de transport, notamment la construction d'une interconnexion entre le circuit sous 345 kV de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et certains services de distribution de la Nouvelle-Angleterre, le premier lien interrégional important entre les Maritimes et les États-Unis. Cette interconnexion consacre officiellement l'entente de 25 ans intervenue entre le Canada et les représentants des services de distribution de Nouvelle-Angleterre en août 1969. Une connexion CCHT asynchrone dos-à-dos de 320 MW reliant le Québec au Nouveau-Brunswick est en voie d'aménagement et doit être terminée en 1972. La jonction sera effectuée à Eel River (N.-B.) et permettra à la province d'acheter de grandes quantités d'énergie produite aux chutes Churchill jusqu'en 1976.

● Nouvelle-Écosse

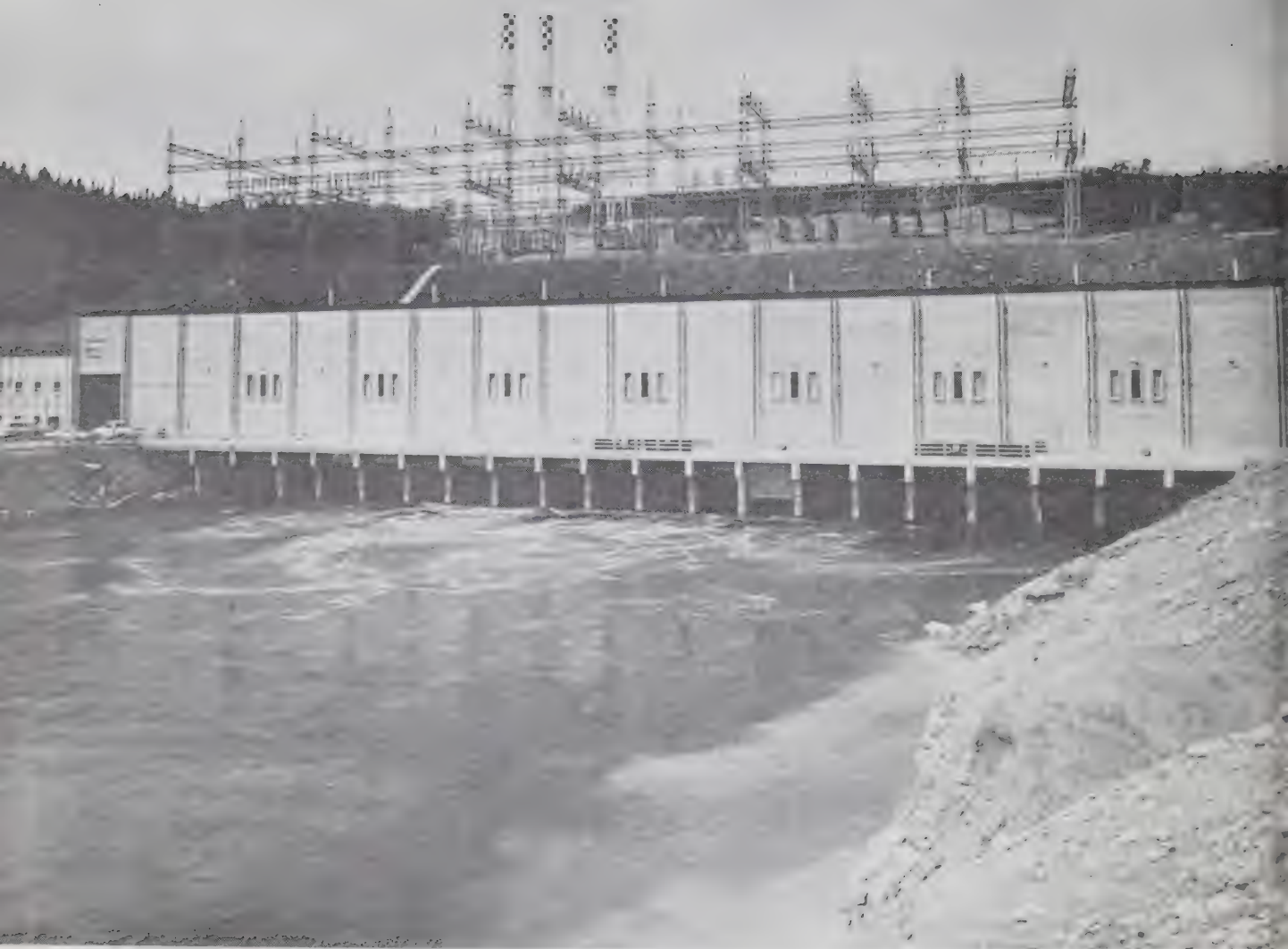
À la suite de l'importante hausse de puissance thermique réalisée en 1969, la Nova Scotia Power Commission n'a fait aucune addition en 1970. Toutefois, elle compte mettre en service une turbine à gaz de 25 MW à Tusket en 1971 et ajouter un groupe de 150 MW à sa centrale de Point Tupper en 1973. Cette dernière, une fois terminée, sera la plus importante de la province. Quant à la Nova Scotia Light and Power Company, son programme d'expansion touche principalement la centrale de Tufts Cove: sa puissance doit être portée à 205 MW par l'ajout d'un groupe de 105 MW à l'été de 1972.

En 1970, 152 milles de lignes de transport ont été ajoutées aux circuits sous 69 kV, 138 kV et 230 kV.

● Île-du-Prince-Édouard

Bien qu'aucune hausse de puissance n'ait été réalisée en 1970 dans cette province, une turbine à gaz de 14 MW en voie d'installation à Borden permettra d'augmenter de 18% la puissance installée de la province d'ici la fin de 1971.

La hausse de la consommation a occasionné une augmentation de 10% dans la demande de pointe au cours de l'année.



1970 saw the completion of the final two units of the 459 MW Bay d'Espoir hydro-electric station.

L'installation des deux derniers groupes de 459 MW de la centrale hydraulique de la baie d'Espoir a été terminée en 1970.

● Newfoundland and Labrador

The year 1970 proved to be most expansionary for the power industry in Newfoundland, recording a remarkable 30% increase in installed generating capacity and extending the transmission network substantially. The unusually high increase in capacity resulted from the completion of two 76.5 MW hydro units at Bay d'Espoir and the installation of a 150 MW steam generating unit at Holyrood. Although this brings to a close the present development program at Bay d'Espoir, a further 150 MW unit is expected to be added to the Holyrood plant in 1971. Further generation expansion on the Island of Newfoundland will probably take place on the western side, but, in the light of the substantial additions currently being made, this may not be required before 1976.

As was mentioned, expansion in the province was not restricted to new capacity additions for considerable work was also carried out in expanding the province's transmission system. A second 230 kV circuit from Holyrood to St. John's was completed during the year while a second 230 kV circuit to the west coast of the Island is planned to be built shortly. In addition, more than 150 circuit miles of 69 kV line were constructed providing connection to areas previously served only by isolated diesel generation. As the system is expanded the diesel units will be gradually phased out.

In Labrador the massive Churchill Falls development continues to proceed on schedule and will feed power to Quebec over the 735 kV transmission system commencing in 1972. By 1976 all eleven 475 MW generators will be in service to provide a total capacity of 5,225 MW. The excavation of the underground powerhouse was completed during 1970 and the installation of the turbines and generators commenced about mid-year. The construction of the first two units is expected to permit operation for test purposes during 1971.

● Terre-Neuve et Labrador

L'industrie de l'électricité de Terre-Neuve a connu une année d'expansion remarquable en 1970: la puissance installée a augmenté de 30% et il y a eu extension considérable des réseaux de transport. Cette hausse inusitée de la puissance installée est due principalement à l'installation de deux groupes de 76.5 MW à la baie d'Espoir et à la mise en service d'une turbine à vapeur produisant 150 MW à Holyrood. Bien que ces progrès marquent la fin du programme d'expansion de la baie d'Espoir, l'addition d'un groupe de 150 MW à Holyrood est prévu pour 1971. L'expansion future dans l'île de Terre-Neuve sera probablement concentrée sur la côte ouest, mais étant donné l'importance des constructions en cours, ces aménagements ne seront pas nécessaires avant 1976.

Comme il est dit plus haut, l'expansion dans la province n'a pas été limitée à l'addition de nouvelles génératrices mais comprenait également l'extension du réseau de transport. Un deuxième circuit sous 230 kV reliant St-Jean à la centrale de Holyrood a été terminé au cours de l'année et on projette d'en construire un de même puissance vers l'ouest de l'île. En outre, plus de 150 milles ont été ajoutés au circuit sous 69 kV pour desservir des localités autrefois alimentées exclusivement par des génératrices diesels, qui sont appelées à disparaître au fur et à mesure de l'expansion du réseau.

Les travaux vont bon train au complexe des chutes Churchill, au Labrador. Le transport d'énergie par la ligne sous 735 kV doit débiter en 1972. En 1976, les onze alternateurs de 475 MW seront mis en service et produiront un total de 5,225 MW d'énergie. Les travaux d'excavation de la galerie souterraine ont été terminés en 1970 et l'installation des turbines et des génératrices amorcée vers le milieu de l'année; l'aménagement des deux premiers groupes permettra la mise à l'essai en 1971.

TABULAR SUMMARY

TABLEAU SOMMAIRE

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970			TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJÉTÉE						REMARKS REMARQUES		
		IN 1971			IN 1971		POUR 1971								
		AFTER 1971			AFTER 1971		AFTER 1971								
		APRÈS 1971			APRÈS 1971		APRÈS 1971								
		No of Units Nombre de groupes	Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW	Turbine HP Turbine en HP	Generator KW Générateurs en kW	No of Units Nombre de groupes	Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW	Turbine HP Turbine en HP	Generator KW Générateurs en kW	No of Units Nombre de groupes	Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW	Turbine HP Turbine en HP	Generator KW Générateurs en kW	No of Units Nombre de groupes	Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW
BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY															
Gordon M. Shrum	Peace	-	-	1,550,000	1	1,135,000	310,000	227,000	2	620,000	454,000	Units 7 and 8 scheduled for 1972.			
Jordan River	Jordan	-	-	38,985	1	26,400	220,000	150,000	-	-	-	The small existing plant will be replaced by a 150,000 kW, peaking plant.			
Whatshan	Whatshan	-	-	0	0	0	-	-	1	70,000	50,000	Scheduled for 1972.			
Total							530,000	377,000		690,000	504,000				

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970			TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJÉTÉE						REMARKS REMARQUES			
		IN 1971				POUR 1971			AFTER 1971 APRES 1971						
		KW				en kW			KW				en kW		
		No of Units Nombre de groupes	Generator KW Générateurs en kW	Total Capacity KW Puissance totale en kW		No of Units Nombre de groupes	Generator KW Générateurs en kW	Total Capacity KW Puissance totale en kW	No of Units Nombre de groupes	Generator KW Générateurs en kW	Total Capacity KW Puissance totale en kW				
BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY															
	Bella Coola	IC	1	1,200	3,007	-	-	-	-	-	-	-			
	Masset	IC	1	2,500	4,950	-	-	-	-	-	-	-			
	Miscellaneous	IC	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-			
Total				3,900 New capacity 200 Removed 3,700 Net increase											
Combined Hydro and Thermal Total				3,700		377,000					504,000				

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE								
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE		GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE			REMARKS REMARQUES
	No of Units	KW	Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	No of Units	KW	No of Units	Total Capacity en kW	IN 1971	POUR 1971	AFTER 1971 APRÈS 1971	
NORTHERN CANADA POWER COMMISSION												
Yellowknife	IC	1	5,150	6,110	-	-	-	-	-	-	-	
Pine Point	IC	-	-	-	1	5,150	-	-	-	-	-	
Inuvik	IC	1	600	5,060	1	5,150	-	-	-	-	-	
Frobisher Bay	IC	2	4,420	9,505	-	-	-	-	-	-	-	
Plants under 1,500 kW	IC	-	1,480	-	-	-	-	-	-	-	-	
NORTHLAND UTILITIES LIMITED												
Hay River	IC	1	500	3,350	-	-	-	-	-	-	-	
Plants under 1500 kW	IC	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	
				11,700 New capacity 1,280 Removed and corrected 10,420 Net increase							10,300	

Yukon

Yukon

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY					PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE					
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970	TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE			REMARKS REMARQUES	
		No of Units	en kW			Total Capacity en kW	No of Units	Puisseance totale en kW		Total Capacity en kW
NORTHERN CANADA POWER COMMISSION										
Whitehorse	IC	1	5,150	14,220	-	-				
Faro	IC	-	-	-	1	5,150				
CASSIAR ASBESTOS										
Clinton Creek	IC	1	500	6,100	-	-				
YUKON ELECTRIC CO. LTD.										
Watson Lake	IC	1	600	2,080						
Plants under 1500 kW	IC	-	1,160	-						
			7,410	New capacity						
			1,150	Removed						
			6,260	Net increase						
						5,150				

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE										
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION						REMARKS REMARQUES			
		INSTALLATION en 1970			INSTALLATION PROJETÉE									
		No of Units Total Turbine Capacity HP Puisance totale des turbines en kW	Turbine HP Générateurs en kW		No of Units Total Turbine Capacity HP Puisance totale des turbines en kW	IN 1971 des turbines en HP Capacité kW Générateurs en kW	POUR 1971 No of Units Total Turbine Capacity HP Puisance totale des turbines en kW	AFTER 1971 des turbines en HP Capacité kW Générateurs en kW	APRÈS 1971					
CALGARY POWER LIMITED														
Bighorn	North Saskatchewan	-	-	-	-	-	-	2	-	-	108,000	Scheduled for completion in 1972.		
Total											108,000			

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE												
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE		GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE				REMARKS REMARQUES			
			Total Capacity Kw	Puisance totale en kW	Kw	en kW	No of Units	Total Capacity Kw	Puisance totale en kW	IN 1971		POUR 1971		AFTER 1971	APRÈS 1971	
										No of Units	Total Capacity Kw	Puisance totale en kW				No of Units
CANADIAN UTILITIES LIMITED																
Rainbow Lake	GT	1	30,000	58,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Scheduled for 1972.
H.R. Milner (nr. Grande Cache)	S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	140,000	-	-	-
Plants under 1,500 KW	IC	-	480	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NORTHLAND UTILITIES LIMITED																
Jasper	IC	-	700	4,525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plants under 1,500 KW	IC	-	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY					PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE					
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970	TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJÉTÉE			REMARKS REMARQUES	
		No of Units	en kW			Total Capacity en kW	No of Units	en kW		Total Capacity en kW
SASKATCHEWAN POWER CORPORATION										
Boundary Dam (Estevan)	S	1	150,000	432,000	-	-	1	150,000		
Queen Elizabeth (Saskatoon)	S	-	-	132,000	1	100,000	-	-		
Total			150,000	New capacity 25,000 Removed 125,000 Net increase		100,000		150,000		

Manitoba

Manitoba

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE									
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION				REMARKS REMARQUES			
		INSTALLATION en 1970		PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		INSTALLATION PROJÉTÉE		IN 1971	POUR 1971		AFTER 1971	APRÈS 1971	
		No of Units des groupes	Total Turbine Capacity HP	Puissance totale des turbines en kW	Total Generator Capacity kW	No of Units des groupes	Total Turbine Capacity HP						Puissance totale des turbines en kW
MANITOBA HYDRO													
Kettle	Nelson	1	140,000	102,000	140,000	102,000	3	420,000	306,000	8	1,120,000	816,000	Two units in each of 1972, 1973, 1974
Kelsey	Nelson	-	-	-	252,000	202,500	-	-	-	1	42,000	33,750	Planned for 1972
Total			140,000	102,000		420,000	306,000		1,162,000	849,750			

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE				
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE L'INSTALLATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE		REMARKS REMARQUES
		No of Units Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	No of Units Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	No of Units Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	
MANITOBA HYDRO								
Various Northern Locations	IC		2,010	-	-	-	-	
			2,010	New capacity				
			210	Removed				
			1,800	Net addition				
Combined Hydro and Thermal Total			103,800		306,000		849,750	

Ontario

Ontario

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE							
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE				REMARKS REMARQUES	
		INSTALLATION en 1970		PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		POUR 1971		AFTER 1971			
		No of Units Total Turbine Capacity HP Puissance totale des turbines en kW	Turbine HP Puissance totale des générateurs en kW	Generator KW Générateurs en kW	No of Units Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW	No of Units Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW	No of Units Total Turbine Capacity HP Puissance totale des générateurs en kW				
ONTARIO HYDRO											
Wells	Mississagi	2	300,000	203,300	300,000	203,300	-	-	-	-	
Lower Notch	Montreal	-	-	-	-	-	2	340,000	228,000	-	
Sir Adam Beck Niagara Generating Station No. 1	Niagara	1	-	10,750	568,000	414,650	-	-	-	-	This addition results from conversion to 60 Hz and the consequent uprating of 1 unit
Total			300,000	214,050			340,000	228,000			

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY					PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE						REMARKS REMARQUES			
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE		GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE					
			No of Units	Total Capacity KW	Puisseance totale en KW	KW	No of Units	en KW	Total capacity KW	Puisseance totale en KW		No of Units	Total Capacity KW	Puisseance totale en KW
ONTARIO HYDRO														
Lambton (Sarnia)	S		2	1,000,000	2,030,000	-	-	-	-	-	-	-	-	Seven 500,000 kW units to come into service during period 1972-1978. (Two units 1974)
Nanticoke (near Port Dover)	S		-	-	-	1	500,000	7	3,500,000	-	-	-	-	
Lennox (West of Kingston)	S		-	-	-	-	-	4	2,295,000	-	-	-	-	Units to come into service in 1974, 1975, 1976 and 1977.
Pickering (near Toronto)	N		-	-	-	2	1,080,000	2	1,080,000	-	-	-	-	One unit in each of 1972 and 1973 to come into service.
- Pickering Auxiliary Units	GT		3	22,500	22,500	3	22,500	-	-	-	-	-	-	
Bruce (near Kincardine)	N		-	-	-	-	-	4	3,200,000	-	-	-	-	Units in service successively in 1975, 1976, 1977 and 1978.
- Bruce Auxiliary Units	GT		-	-	-	-	-	-	45,000	-	-	-	-	in service in 1975
Total			1,022,500			1,602,500		10,120,000						
Combined Hydro and Thermal Total			1,236,550			1,830,500		10,120,000						

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970			TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION						REMARKS REMARQUES	
		INSTALLATION en 1970			PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		INSTALLATION PROJETÉE							
		No of Units Total Turbines Puisance totale des turbines en kW	Turbine HP Puisance totale des générateurs en kW	Generator en HP Puisance totale des générateurs en kW	No of Units Total Turbines Puisance totale des turbines en kW	Generator en HP Puisance totale des générateurs en kW	IN 1971 Total Turbines Puisance totale des turbines en kW	POUR 1971 Total Turbines Puisance totale des turbines en kW	AFTER 1971 Total Turbines Puisance totale des turbines en kW	APRÈS 1971 Total Turbines Puisance totale des générateurs en kW				
HYDRO QUEBEC														
Manic 5	Manicouagan	5	1,105,000	807,500	1,105,000	807,500	3	663,000	484,500	-	-	-	-	
Manic 3	Manicouagan	-	-	-	-	-	-	-	-	6	1,580,000	1,176,000		Planned to be in service in 1975-76
Rapide des Isles	Ottawa (Upper)	-	-	-	150,000	109,800	-	-	-	1	50,000	36,630		Planned to be in service in 1973.
Total		1,105,000	807,500	New capacity 5,130 Removed 802,370 Net increase	663,000	484,500	663,000	1,630,000	1,212,630					

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	INSTALLED DURING 1970			TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION				REMARKS REMARQUES	
		INSTALLATION en 1970			PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	INSTALLATION PROJETÉE					
		No of Units			en kW	IN 1971		POUR 1971			AFTER 1971 APRÈS 1971
		Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	KW	en kW	Total Capacity en kW	Puissance totale en kW	Total Capacity en kW	Puissance totale en kW		
HYDRO QUEBEC											
Gentilly	N	-	-	-	1	250,000	-	-	-		
Lac Beauport	IC	2	2,000	6,000	-	-	-	-	-		
Cap-Aux-Meules	IC	1	3,072	11,737							
Various Locations	IC		1,465								
			6,537	New capacity 575 Removed 5,962 Net increase		250,000			1,212,630		
Combined Hydro and Thermal Total			808,332			734,500			1,212,630		

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970				TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE				REMARKS REMARQUES	
		1970					1971					
		No of Turbines Nombre de turbines	Total Turbines Capacité KW	Puissance totale des turbines en KW	Turbines HP		In 1971	Pour 1971	After 1971	Après 1971		
		No of Turbines Nombre de turbines	Total Turbines Capacité KW	Puissance totale des turbines en KW	Turbines HP	Generator KW	No of Turbines Nombre de turbines	Total Turbines Capacité KW	Puissance totale des turbines en KW	Total Turbines Capacité KW	Puissance totale des turbines en KW	
NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION												
Mactaquac	Saint John	-	-	420,000		300,000	-	3	420,000	300,000	One 100,000 kW unit planned 1972.	
Total									420,000	300,000		

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE

DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	INSTALLED DURING 1969 INSTALLATION en 1969			TOTAL STATION CAPACITY AT END 1969 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1969	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE				REMARKS REMARQUES			
		GENRE	No of Units	Total Capacity kW		Puisissance totale en kW	No of Units	Total Capacity kW	Puisissance totale en kW		No of Units	Total Capacity kW	Puisissance totale en kW
NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION	GT	-	-	-	1	25,000	-	-	-	-	-	-	
Moncton													
Total												25,000	

Combined Hydro and Thermal Total

25,000 300,000

Nova Scotia

Nouvelle - Écosse

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY

PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY		TYPE		GENRE		INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETEE				REMARKS REMARQUES																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
										IN 1971		POUR 1971				AFTER 1971 APRES 1971																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
										Total capacity en kW	No of Units	Total capacity en kW	No of Units			Total capacity en kW	No of Units																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
NOVA SCOTIA POWER COMMISSION		S	-	-	80,000	-	-	-	1	150,000	Planned for 1973.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
													GT	-	-	-	1	25,000	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
																					S	-	-	-	100,000	-	1	105,000	105 MW unit planned for service in 1972.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
NOVA SCOTIA LIGHT AND POWER CO.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					

HYDRO-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE HYDRO-ÉLECTRIQUE							
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	RIVER RIVIÈRE	INSTALLED DURING 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION				REMARKS REMARQUES	
		INSTALLATION en 1970		PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		INSTALLATION PROJETÉE					
		No of Units Nombre de groupes	Turbine HP Puisance totale des Générateurs en kW	Generators in kW Générateurs en kW	No of Units Nombre de groupes	IN 1971 Total Capacity des unités en kW	POUR 1971 Total Capacity des unités en kW	AFTER 1971 Total Capacity des unités en kW	APRÈS 1971 Total Capacity des unités en kW		
CHURCHILL FALLS (LABRADOR) CORPORATION LIMITED											
Churchill Falls	Churchill	-	-	-	2	1,296,000	950,000	9	5,832,000	4,275,000	Remaining nine units scheduled for completion in the 1972-1975 period
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR POWER COMMISSION											
Bay d'Espoir	Salmon	2	200,000	153,000	459,000	-	-	-	-	-	
Total		200,000	153,000			1,296,000	950,000		5,832,000	4,275,000	

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY					PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE				
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT			INSTALLED DURING 1969 INSTALLATION en 1969	TOTAL STATION CAPACITY AT END 1969 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1969	PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE			REMARKS REMARQUES	
	TYPE	GENRE	Total capacity kW	Puisissance totale en kW	No of Units Nombre de groupes	en kW	Total capacity kW		
									No of Units Nombre de groupes
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR POWER COMMISSION									
	S	1	150,000	150,000	1	150,000	-	-	
Total			150,000			150,000			
Combined Hydro and Thermal Total			303,000			1,100,000	4,275,000		

Prince Edward Island

Île du Prince - Edouard

THERMAL-ELECTRIC CAPACITY				PUISSANCE THERMO-ÉLECTRIQUE						
DEVELOPMENT AMÉNAGEMENT	TYPE	INSTALLED DURING 1970 INSTALLATION en 1970		TOTAL STATION CAPACITY AT END 1970 PUISSANCE TOTALE DE LA STATION A LA FIN DE 1970		PROPOSED FOR INSTALLATION INSTALLATION PROJETÉE				REMARKS REMARQUES
		No of Units Nombre de groupes	kW Puisance totale en kW	No of Units Nombre de groupes	kW Puisance totale en kW	IN 1971 POUR 1971		AFTER 1971 APRÈS 1971		
						Total Capacity en kW	No of Units Nombre de groupes	Total Capacity en kW	No of Units Nombre de groupes	
MARITIME ELECTRIC COMPANY LIMITED	GT	-	-	-	1	14,000	-	-	-	-
Borden										

**ELECTRIC
POWER
GENERATING
STATIONS**

**CENTRALES
D'ÉNERGIE
ÉLECTRIQUE**

INDEX OF FUELS FOR THERMAL DEVELOPMENTS
INDEX DES COMBUSTIBLES POUR AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

Gas	a	Gaz
Oil	b	Mazout
Wood Waste	c	Déchets de bois
Coal	d	Charbon
Coke	e	Coke
Waste Heat	f	Chaleur résiduelle
Coke Oven Gas	g	Gaz de coke
Uranium Dioxide	h	Bioxide d'uranium
Grain Refuse	i	Rebuts de céréales
Flare Gas	j	Gaz naturel

British Columbia

HYDRO

Colombie - Britannique

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No.	Development	River	Owner	Year Installed		Rated Head ft	Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units	Turbines			Generators	
				Année de l'installation								Générateurs	
N°	Aménagement	Rivière	Propriétaire	First Unit	Latest Unit	Unit Capacity hp	Capacité de chaque groupe en Hp	Total Capacity hp	Capacité globale en Hp	Unit Capacity kw	Capacité de chaque groupe en Kw	Total Capacity kw	Capacité globale en Kw
				Premier groupe	Dernier groupe								
1	Gordon M. Shrum	Peace	BCHPA	1968	1969	500	5	310,000	1,550,000	227,000		1,135,000	
2	Kemano	Nechako to Kemano	ALCAN	1954	1967	2,500	4	150,000		97,600			
							4	150,000	1,200,000	105,600		812,800	
3	Waneta	Pend d'Oreille	CMSC	1954	1966	210	1	130,000		72,000			
							2	120,000		72,000			
							1	130,000	500,000	76,500		292,500	
4	Bridge River No. 2	Bridge River	BCHPA	1959	1960	1,264	4	82,000	328,000	62,000		248,000	
5	Bridge River No. 1	Bridge River	BCHPA	1948	1954	1,261	4	69,000	276,000	45,000		180,000	
6	Cheakamus	Cheakamus	BCHPA	1957	1957	954	2	95,000	190,000	70,000		140,000	
7	John Hart	Campbell	BCHPA	1947	1953	390	6	28,000	168,000	20,000		120,000	
8	Brilliant	Kootenay	CMSC	1944	1968	90	3	37,000		27,200			
							1	40,000	151,000	27,200		108,800	
9	Ruskin	Stave	BCHPA	1930	1950	123	3	47,000	141,000	35,200		105,600	
10	Strathcona	Campbell	BCHPA	1958	1968	140	2	42,000	84,000	33,750		67,500	
11	Wahleach	Wahleach Lake to Fraser	BCHPA	1952	-	1,880	1	82,000	82,000	60,000		60,000	
12	Upper Bonnington	Kootenay	CMSC	1907	1940	70	2	8,000		5,062			
							2	9,000		6,750			
							2	26,000	86,000	15,750		55,124	
13	Ladore Falls	Campbell	BCHPA	1956	1957	122	2	35,000	70,000	27,000		54,000	
14	Stave Falls	Stave	BCHPA	1912	1925	110	4	13,000		10,500			
						113	1	15,000	67,000	10,500		52,500	
15	Lake Buntzen No. 1	Lake Buntzen to Burrard Inlet	BCHPA	1951	-	380	1	70,000	70,000	50,000		50,000	
16	South Slocan	Kootenay	CMSC	1928	1929	70	3	25,000	75,000	15,750		47,250	
17	Lower Bonnington	Kootenay	WKPL	1925	1926	70	3	20,000	60,000	15,750		47,250	
18	Seton	Seton Creek	BCHPA	1956	-	147	1	58,500	58,500	42,000		42,000	
19	Corra Linn	Kootenay	CMSC	1932	1932	53	3	19,000	57,000	13,500		40,500	
20	Clowhom Falls	Clowhom	BCHPA	1958	-	145	1	40,000	40,000	30,000		30,000	
21	Stillwater	Louis	MBPR	1930	1948	-	2	25,000	50,000	14,400		28,800	
22	Puntledge	Puntledge	BCHPA	1955	-	340	1	35,000	35,000	27,000		27,000	
23	Lake Buntzen No. 2	Lake Buntzen to Burrard Inlet	BCHPA	1913	1919	380	3	13,500	40,500	8,900		26,700	
24	Jordan River	Jordan	BCHPA	1911	1931	1,010	2	5,430		3,200			
							1	10,125		8,000			
							1	18,000	38,985	12,000		26,400	
25	Ash River	Ash	BCHPA	1959	-	735	1	35,000	35,000	25,200		25,200	
26	La Joie	Bridge	BCHPA	1957	-	176	1	30,000	30,000	22,000		22,000	

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity hp Capacité de chaque groupe en hp	Total Capacity hp Capacité globale en hp	Unit Capacity kw Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw Capacité globale en kw
				First Premier groupe	Latest Dernier groupe						
27	Powell River	Powell	MBPR	1911	1926	157 147 147	1 1 2	13,500 3,600 3,350	23,800	9,600 3,000 2,240	17,080
28	Ocean Falls	Link	CZC	1917	1932	143	2 2	2,100 6,300	16,800	1,900 4,200	12,200
29	Elko	Elk	BCHPA	1923	1924	190	2	7,500	15,000	4,800	9,600
30	Falls River	Big Falls Creek	BCHPA	1930	1960	248	2	6,000	12,000	4,800	9,600
31	Nelson	Kootenay	CN	1907	1950	60 60 70 70	1 1 1 1	1,670 1,900 3,000 6,750	13,320	750 1,000 2,120 4,800	8,670
32	Alouette	Alouette Lake to Stave Lake	BCHPA	1928	-	125.5	1	12,500	12,500	8,000	8,000
33	Walter Hardman	Cranberry Creek	COR	1960	1965	770	2	5,800	11,600	4,000	8,000
34	Shuswap Falls	Shuswap	BCHPA	1929	1942	72 82	1 1	3,800 4,000	7,800	2,400 2,800	5,200
35	Aberfeldie	Bull	BCHPA	1922	1922	275	2	3,650	7,300	2,500	5,000
36	Beach	Britannia Creek Furry Creek	ACL	1916	1917	1,835 760	1 1	3,750 3,750	7,500	2,000 2,000	4,000
37	Spillimacheen	Spillimacheen	BCHPA	1955	1955	207	2 1	1,200 3,000	5,400	900 2,200	4,000
38	Tennent Creek	Tennent Creek	WM	1966	-	2,050	1	4,500	4,500	3,060	3,060
39	Woodfibre	Woodfibre Creek	RC	1947	-	920	1	3,650	3,650	2,250	2,250
40	Port Alice	Victoria Lake to Neroutsos Inlet	RC	1953	-	425	1	3,200	3,200	2,000	2,000

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

7,220

4,676

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

46,210

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

5,680,785

3,948,260

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity kw Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw Capacité globale en kw
				First Premier groupe	Latest Dernier groupe					
1	Burrard	Vancouver	BCHPA	1962	1968	a,b	S	5	150,000	750,000
2	Port Mann	New Westminster	BCHPA	1959	1959	b	GT	4	25,000	100,000
3	Georgia	Chemainus	BCHPA	1958	1959	b	GT	2 2	19,750 18,000	75,500
4	Powell River	Powell River	MBPR	1948	1967	b,c	S	1 1 1 1 1	1,350 1,200 10,500 1,875 36,000	50,925

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel Combustible	Type of Prime Mover Type de moteur primaire	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacity de chaque groupe en kW Total Capacity Kw.					Capacity globale en kW	
5	Watson Island	Watson Island	CCC	1950	1966	b, c	S	2	1	7,500 34,600	49,600	
6	Harmac	Nanaimo	MBPR	1954	1963	b, c	S	1	1	31,500 4,000 1,250	36,750	
7	Tide Lake	Stewart	GM	1968	1968		S	2	3	15,000 500 400	32,300	
8	Somass Mill	Port Alberni	MBPR	1963	-	c	S	1		26,000	26,000	
9	Dawson Creek	Dawson Creek	BCHPA	1953	1963	a, b	IC	2	6	1,000 3,000	20,000	
10	Port Alice	Port Alice	RC	1942	1957	b, c	S	1	2	3,200 3,500 6,000	16,200	
11	Ocean Falls	Ocean Falls	CZC	1930	1950	b, c	S	1	1	3,000 2,000 4,000 5,000	14,000	
12	New Westminster	New Westminster	CZB	1912	1950	c	S	1	1	5,000 1,500 6,000	12,500	
13	Elburne Sawmills	Vancouver	CFP	1960	1960	c	S	2		5,750	11,500	
14	Mica Creek	Mica	BCHPA	1965	1965	b	IC	1	2	675 1,000 2,500 3,000	11,175	
15	Tasu	Tasu	WFM	1967	1967	b	IC	5		2,210	11,050	
16	Chetwynd	Chetwynd	BCHPA	1958	1968	b	IC	2	1	600 800 3,000	11,000	
17	Port Hardy	Port Hardy	BCHPA	1959	1969	b	IC	1	2	600 300 1,000 5,000	10,200	
18	Youbou	Youbou	BCFP	1929	1967	c	S	1	2	800 750 2,000 5,000	9,300	
19	Prince George	Prince George	BCHPA	1957	1963	b	IC	3		3,000	9,000	
20	Tahsis	Tahsis	TCL	1956	1960	d	S	1	1	5,000 3,000	8,000	
21	Golden	Golden	BCHPA	1968	1969	b	IC	2	1	1,500 5,000	8,000	
22	McMahon	Taylor	PP	1957	1957	a	S	3		2,500	7,500	

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of	Primo Mover Type de moteur	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacity de chaque groupe en kW						Total Capacity Total Capacité en kW	
23	Golden	Golden	KHFP	1966	-	d	S	1		7,500		7,500	
24	Woodfibre	Woodfibre	RC	1948	1961	b,c	S	2 1		2,000 3,000			7,000
25	Smithers	Smithers	BCHPA	1951	1965	b	IC	2 1 2 1		560 760 1,000 3,000			6,880
26	Kelowna	Kelowna	SMS	1950	1963	b,c,d	S	1 1 1		2,000 3,500 1,000			6,500
27	Port Moody	Port Moody	WCL	1958	1965	d	S	1 1		3,500 3,000			6,500
28	Dry Dock	Prince Rupert	BCHPA	1950	1967	b	IC	3 1 1		799 1,970 2,034			6,401
29	Port Mellon	Port Mellon	CFP	1928	1947	b	S	1 1 1		500 1,500 3,000			5,000
30	Kitimat	Kitimat	ALCAN	1954	1955	b	IC	5		1,000			5,000
31	Cassiar	Cassiar	CAC	1952	1968	b	IC	2 2 1 1 1 1 1 1		300 350 450 650 900 1,200 500			5,000
32	Canadian White Pine	Vancouver	MBPR	1949	1956	c	S	1 1		750 4,000			4,750
33	Kimberley (Stand-by)	Kimberley	CMSC	1927	1928	d	S	3		1,500			4,500
34	Victoria	Victoria	BCFP	1940	1950	c	S	1 1		3,000 1,500			4,500
35	Boundary Lake	Boundary Lake	IOC	1964	1965	a	GT	3		1,500			4,500
36	Masset	Masset	BCHPA	1969	1970	b	IC	1 1 2 1		250 500 600 2,500			4,450
37	Fort Nelson	Fort Nelson	BCHPA	1960	1969	a,b	IC	1 2 1 1 1		1,200 600 261 500 1,000			4,161
38	Elk Falls	Campbell River	EFC	1964	1965	c	S	1 1		3,225 800			4,025
39	Hammond	Hammond	BCFP	1928	1929	c	S	2		2,000			4,000
40	Chemainus	Chemainus	MBPR	1925	1950	c	S	1 1		3,000 750			3,750
41	Vancouver	Vancouver	BCSRC	1947	1960	a,b	S	3		1,250			3,750
42	Valemount	Valemount	BCHPA	1962	1969	b	IC	3 1 2		350 500 1,000			3,550

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of	Prime Mover Type de moteur	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacité de chaque groupe en kW						Total Capacity Total Capacité en kW	
43	McBride	McBride	BCHPA	1951	1969	a,b	IC	1 4	1,000 600		3,400		
44	Hazelton	Hazelton	BCHPA	1965	1969	b	IC	3 3 1 1	200 600 250 500		3,150		
45	Burns Lake	Burns Lake	BCHPA	1954	1965	b	IC	1 4 1	800 250 1,136		2,936		
46	Honeymoon Bay	Honeymoon Bay	WFI	1949	1961	b	S	1 1	1,000 1,760		2,760		
47	Sandspit	Queen Charlotte Islands	BCHPA	1952	1966	b	IC	2 1 1	600 500 1,000		2,700		
48	Stewart	Stewart	BCHPA	1965	1969	b	IC	2 1 1 1 1	500 125 350 1,136		2,611		
49	Celgar Pulp Mill	Celgar Pulp Mill	CCC	1963	-	a,c	S	1	2,500		2,500		
50	Mesachie Lake	Mesachie Lake	HLC	1943	1949	c	S	1 1	1,600 750		2,350		
51	Endako	Endako	EM	1964	1964	b	IC	1 1	1,250 1,000		2,250		
52	Revelstoke	Revelstoke	COR	1926	1954	b	IC	2 1 1	300 400 1,000		2,000		
53	Bella Coola	Bella Coola	BCHPA	1955	1970	b	IC	1 1 1 1 1 2	96 100 261 350 500		1,807		
54	Giscome	Giscome	ELS	1951	1956	c	S IC	1 1	1,500 300		1,800		
55	Blue River	Blue River	BCHPA	1961	1969	b	IC	2 1 1 1	200 250 600 500		1,750		
56	Englewood	Englewood	CFP	1946	1949	b	IC	1 8 2 3 1 1 1 1 2	20 25 30 50 75 100 150 250 300		1,605		
57	Alert Bay	Alert Bay	BCHPA	1947	1969	b	IC	3 2 1	250 150 500		1,550		
58	Prince George	Prince George	NP	1967	-			1	1,500		1,500		

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

5,000

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

35,715

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

1,459,601

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

5,407,861

Yukon Territory

Yukon

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Capacity hp. Capacité de chaque groupe en HP	Turbines		Generators Générateurs	
				First Premier groupe	Latest Dernier groupe				Total Capacity Capacité globale en HP	Unit Capacity Capacité globale en HP	Total Capacity Capacité globale en kW	Unit Capacity Capacité globale en kW
1	Whitehorse Rapids	Yukon	NCPC	1958	1958	61	2	7,500	26,000	5,695	19,390	
2	Mayo River	Mayo	NCPC	1952	1957	110	2	3,000	6,000	2,550	5,100	

Total capacity of plants under 1,500 kW

2,140

1,650

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à de l'équipement mécanique

Total (all plants)

Puissance installée de toutes les centrales

34,140

26,140

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of	Prime Mover Type de moteur	No. Nombre de groupes	Capacity Capacité	Generators Générateurs	
				First Premier groupe	Latest Dernier groupe						Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Capacité globale en kW
1	Whitehorse	Whitehorse	NCPC	1968	1968	b	IC	1	1	5,150	9,070	
2	Clinton Creek		CAC	1967	1970	b	IC	4	1	3,920	6,100	
3	Watson Lake	Watson Lake	YEC	1959	1970	b	IC	2	2	1,400	2,080	
								2	2	500		
								2	2	350		
								2	2	90		
								2	2	600		

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

3,460

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants)

Puissance installée de toutes les centrales

20,710

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

46,850

Gas Turbine

GT

Turbine à Gaz

Internal Combustion

IC

Combustion Interne

Steam

S

Vapeur

Combustion Turbine

CT

Turbine à Combustion

Northwest Territories

HYDRO

Territoires du Nord - Ouest

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity Capacité de chaque groupe en hp	Total Capacity Total Capacity en hp	Unit Capacity Capacité globale en hp	Generators Générateurs
1	Twin Gorges	Taltson	NCPC	1965	-	-	1	25,000	25,000	18,000	18,000
2	Snare Falls	Snare	NCPC	1960	-	63	1	9,200	9,200	7,000	7,000
3	Snare Rapids	Snare	NCPC	1948	-	56	1	8,350	8,350	7,000	7,000
4	Bluefish Lake	Yellowknife	CMSC	1941	-	110	1	4,700	4,700	3,360	3,360

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

47,250

35,360

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Type de moteur primaire	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kW	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					Total Capacity Total Capacity en kW	Unit Capacity Capacité globale en kW
1	Frobisher Bay	Frobisher Bay	NCPC	1963	1970	b	IC	1 4 1 1	1,000 500 2,585 3,920	9,505	
2	Yellowknife	Yellowknife	NCPC	1960	1970	b	IC	1 1	960 5,150	6,110	
3	Inuvik	Inuvik	NCPC	1957	1969	b	IC	2 1 1 1 2	375 150 960 1,000 600	5,060	
4	Hay River	Hay River	NU	1959	1970	b	IC	2 3 1	350 650 500	3,350	
5	Fort Smith	Fort Smith	NCPC	1956	1969	b	IC GT	1 1	960 1,500	2,460	
6	Port Radium	Port Radium	EMR	1936	1953	b	IC	2 3 2	250 200 500	2,100	
7	Tungsten	Tungsten	CTMC	1962	1962	b	IC	3	500	1,500	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

9,825

Total capacity of plants under 1,500

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

39,910

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

75,270

Gas Turbine

GT

Turbine à Gaz

Internal Combustion

IC

Combustion Interne

Steam

S

Vapeur

Combustion Turbine

CT

Turbine à Combustion

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Capacity hp. de chaque groupe en Hp	Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe				Total Capacity en Hp	Capacity globale en Hp	Unit Capacity kw. de chaque groupe en kw	Total Capacity kw. Capacité globale en kw
1	Big Bend	Brazeau	CP	1965	1967	386	1	210,000	460,000	144,000	305,500	
2	Spray	Spray Diversion	CP	1951	1960	875	2	62,000	124,000	40,400	80,800	
3	Rundle	Spray Diversion	CP	1951	1960	318 317	1	23,000 40,000	63,000	17,000 29,750	46,750	
4	Ghost	Bow	CP	1929	1954	105 92	2 1	18,000 30,000	66,000	12,750 21,150	46,650	
5	Cascade	Cascade	CP	1942	1957	320	2	23,000	46,000	17,000	34,000	
6	Brazeau Pumping-Generating Station	Brazeau	CP	1965	-	-	2	12,850	25,700	9,720	19,440	
7	Horseshoe	Bow	CP	1953	1955	72	2 2	4,680 7,500	24,360	3,375 5,625	18,000	
8	Kananaskis	Bow	CP	1913	1951	68 70	2 1	6,000 12,000	24,000	3,400 9,560	16,360	
9	Bearspaw	Bow	CP	1954	-	48	1	20,750	20,750	15,300	15,300	
10	Pocaterra	Kananaskis	CP	1955	-	185	1	18,400	18,400	13,500	13,500	
11	Barrier	Kananaskis	CP	1947	-	135	1	13,500	13,500	9,560	9,560	
12	Interlakes	Kananaskis	CP	1955	-	98	1	6,900	6,900	5,040	5,040	
13	Three Sisters	Spray Diversion	CP	1951	-	50	1	3,600	3,600	3,400	3,400	

Total capacity of plants under 1,500 kW 1,843 1,400

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

898,053

615,700

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. of Units Nombre de groupes	Capacity kw. Unit Capacity	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					Capacity de chaque groupe en kw	Total Capacity kw. Capacité globale en kw
1	Wabamun	Wabamun	CP	1956	1967	a,d	S	2	66,000	582,000	
								1	150,000		
								1	300,000		
2	Rosedale	Edmonton	CE	1939	1966	a,b	S	2	15,000		
								3	30,000		
								2	75,000		
							GT	2	30,000		
							S	1	75,000	405,000	
3	Sundance	nr. Wabamun	CP	1970	-	d	S	1	300,000	300,000	
4	Battle River	Forestburg	CU	1956	1969	b,d	S	2	33,000		
							S	1	150,000	216,000	

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of	Prime Mover Type de moteur	No. Unit	Capacité de groupes kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacité de chaque groupe en kW						Total Capacity Total Capacité en kW	
5	Clover Bar	Edmonton	CE	1970	-	a	S	1	165,000		165,000		
6	Tar Island	Fort McMurray	GCOS	1966	1967	e	S	2	32,500		65,000		
7	Rainbow Lake	Rainbow Lake	CU	1968	1970	a	GT	1 1	30,000 28,000		58,000		
8	Medicine Hat	Medicine Hat	CMH	1929	1953	a	S	1 1 1	3,000 5,000 30,000		38,000		
9	Lethbridge	Lethbridge	CL	1931	1961	a	S GT	1 2 2	3,375 5,000 10,000		33,375		
10	Hinton	Hinton	NWPP	1956	1957	a,b,c	S IC	1 1 1	21,760 1,100 1,000		23,860		
11	Clover Bar	Edmonton	C	1953	1966	a	S	3 1	6,000 4,000		22,000		
12	Simonette	Simonette	CU	1966		j	GT	1	20,000		20,000		
13	Sturgeon	Valleyview	CU	1958	1961	j	GT	1 1	10,000 8,500		18,500		
14	Drumheller	Drumheller	CU	1928	1952	d	S	2 1	7,500 2,500		17,500		
15	Two Hills	Duvernay	WC	1953	1958	a	S IC GT	3 1 6 1	300 1,200 500 8,437		13,537		
16	Fort McMurray	Fort McMurray	CU	1954	1969	b	IC GT	3 1 2 1 1	500 3,000 1,200 2,500 650		10,050		
17	Vermilion	Vermilion	CU	1948	1961	a	S	4	2,250		9,000		
18	Taber	Taber	CSF	1950	1967	a,b	S	1 1 1	2,000 1,675 4,300		7,975		
19	Foot Hills Hospital	Calgary		1965	1969		S IC	2 1 1	1,000 5,000 450		7,450		
20	South Power Plant	Edmonton	DPWA	1959	1963	a	GT S	1 1	2,200 5,000		7,200		
21	Fairview	Fairview	NU	1954	1960	a	IC	2	3,000		6,000		
22	Fort Saskatchewan	Fort Saskatchewan	SGM	1954	1959	a	S	2	2,500		5,000		
23	Whitecourt	Whitecourt	AMOCO	1958	1964	a	IC	2 5	300 800		4,600		
24	Jasper	Jasper	NU	1941	1970	b	IC	1 1 1 1 1 2	1,200 475 850 500 300 600		4,525		

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Combustible Type or Prime Mover Type de moteur primaire	No. Unit	Capacity kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Fuel				Capacity de chaque groupe en kW	Total Capacity Total Capacity en kW
25	Rimbey	Rimbey	GPC	1960	1963	a	S	4	1,000	4,000	
26	Glenmore Filter Plant	Calgary	COC	1965	1965	b	IC	2	1,800	3,600	
27	Picture Butte	Picture Butte	CSF	1936	1968	a	S	1 2	1,250 750	2,750	
28	Edmonton	Legislative Bldg.	DPWA	1953	1965	a	S	2 1	800 500	2,100	
29	Bigstone	West Whitecourt	AMOCO	1968			IC			1,600	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

14,652

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

2,068,274

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

2,683,974

Gas Turbine

GT

Turbine à Gaz

Internal Combustion

IC

Combustion Interne

Steam

S

Vapeur

Combustion Turbine

CT

Turbine à Combustion

Saskatchewan HYDRO

Saskatchewan AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds		Turbines			Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp	Total Capacity hp. Total Capacité en Hp	Unit Capacity globale en Hp Capacité globale en Hp	Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw. Total Capacité en kw	
1	Squaw Rapids	Saskatchewan	SPC	1963	1966	105	6 2	46,000 53,000	382,000	33,750 38,700	279,900	
2	Coteau Creek	South Saskat- chewan	SPC	1968	1968		3	84,000	252,000	62,200	186,600	
3	Island Falls	Churchill	CRPC	1930	1959	56	3 3 1	16,500 19,000 19,000	125,500	11,880 18,000 17,100	106,740	
4	Waterloo Lake	Charlot	EN	1961	-	63	1	10,000	10,000	7,500	7,500	
5	Wellington Lake	Charlot	EN	1939	1960	70	2	3,300	6,600	2,400	4,800	

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

776,100

585,540

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Unit	Prime Mover Type de moteur primaire	Number of groups Nombre de groupes	Generators Générateurs		
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacity Capacité						Kw. Kw.	Capacity of each group Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Total Capacity en kW
1	Boundary Dam	Estevan	SPC	1959	1970	a	S	2	66,000	150,000	432,000			
2	Queen Elizabeth	Saskatoon	SPC	1958	1959	a,b,d	S	1	66,000	75,000	141,000			
3	A.L. Cole	Saskatoon	SPC	1929	1957	a,b,d	S	1	10,000	15,000	105,000			
4	Regina	Regina	SPC	1925	1960	a,b	S	1	15,000	30,000				
5	Estevan	Estevan	SPC	1929	1957	a,d	S	1	20,000	30,000	88,360			
6	Success	Success	SPC	1967	1967	a	GT	3	11,840		35,520			
7	Kindersley	Kindersley	SPC	1955	1958	a	IC	3	3,000		29,000			
							GT	2	10,000					

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Unit	Capacity Capacité	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					de chaque groupe en kW	Total Capacity Capacité globale en kW
8	Kalium	Kalium	KC	1964	1964	a	S	2	7,500		15,000
9	Swift Current	Swift Current	SPC	1954	1957	b	IC	2 4	1,275 3,000		14,550
10	Eldorado	Eldorado	EN	1952	1956	b	IC	4	2,250		9,000
11	Flin Flon	Flin Flon (Saskatchewan)	HBMS	1929	1951	b,d	S	1 1	1,000 6,000		7,000
12	La Ronge	La Ronge	SPC	1953	1968	b	IC	1 2 1 1	400 100 350 1,000		1,950

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

4,080

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

952,460

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

1,538,000

Gas Turbine

GT

Turbine à Gaz

Internal Combustion

IC

Combustion Interne

Steam

S

Vapeur

Combustion Turbine

CT

Turbine à Combustion

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines			Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity Capacité de chaque groupe en hp.	Total Capacity Capacité en hp.	Unit Capacity Capacité globale en hp.	Unit Capacity Capacité kw.	Total Capacity Capacité globale en kw.
1	Grand Rapids	Saskatchewan	MH	1965	1968	120	4	150,000	600,000	109,250	437,000	
2	Kelsey	Nelson	MH	1960	1969	50	6	42,000	252,000	33,750	202,500	
3	Seven Sisters	Winnipeg	MH	1931	1952	66	6	33,330	200,000	25,000	150,000	
4	Great Falls	Winnipeg	MH	1923	1928	58	6	31,000	186,000	22,000	132,000	
5	Kettle	Nelson	MH	1970	-	98	1	140,000	140,000	102,000	102,000	
6	Pine Falls	Winnipeg	MH	1951	1952	37	6	19,000	114,000	13,950	83,700	
7	Slave Falls	Winnipeg	WH	1931	1948	30	8	12,000	96,000	9,000	72,000	
8	Pointe du Bois	Winnipeg	WH	1911	1925	45	5 3 3 3 2	5,200 6,800 6,900 7,300 8,000	105,000	3,000 4,000 5,200 5,200 5,200	68,600	
9	McArthur Falls	Winnipeg	MH	1954	1955	23	8	10,000	80,000	7,650	61,200	
10	Laurie River No. 2	Laurie	MH	1958	-	55	1	7,000	7,000	5,400	5,400	
11	Laurie River No. 1	Laurie	MH	1950	1952	55	2	3,500	7,000	2,475	4,950	

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à de l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

1,787,000

1,319,350

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of	Prime Mover Type de moteur primaire	No. of Units Nombre de groupes	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kw.	Total Capacity Capacité globale en kw.
1	Brandon	Brandon	MH	1957	1969	d,a,b	S S	1 4	105,000 33,000	237,000	
2	Selkirk	Selkirk	MH	1960	1969	b,d	S GT	2 2	66,000 11,900	155,800	
3	Amy Street	Winnipeg	WH	1924	1954	d	S	2 1 1	5,000 15,000 25,000	50,000	
4	Fort Churchill	Fort Churchill	MH	1949	1968	b	IC	2 4 3 1	200 300 1,136 2,500	7,508	
5	The Pas	The Pas	MH	1948	1962	b	IC	1 3 1 1	1,100 1,000 750 400	5,250	

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	Type de moteur primaire	No. Unit	Capacity Capacité de groupes en kW	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Total Capacity Capacité globale en kW							
6	Fort Garry	Winnipeg	MSC	1940	1953	b	S	1	1	1,500	2,500	4,000	
7	Churchill	Churchill	NHB	1931	1955	b,d,i	S	1	1	1,500	600		
								1	1	1,250			
							IC	1	1	200	250	3,800	
8	Thompson	Thompson	INCO		1958	b	IC	2		1,500		3,000	
9	Cranberry Portage	Cranberry Portage	MH	1957	1970	b	IC	4	2	250	500	2,000	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

3,340

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

471,698

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

1,791,048

Gas Turbine

GT

Turbine à Gaz

Internal Combustion

IC

Combustion Interne

Steam

S

Vapeur

Combustion Turbine

CT

Turbine à Combustion

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines			Generators Générateurs		
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en hp	Total Capacity hp.	Capacity globale en Hp	Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw.	Capacity globale en kw
1	Sir Adam Beck - Niagara Generating Station No. 1	Niagara	HEPCO	1922	1930	305 294 294 294 305	4 2 1 2 1	55,000 58,000 58,000 58,000 58,000			36,000 43,200 44,000 46,750 46,750		
2	Generating Station No. 2			1954	1958	292	16	105,000	1,680,000	76,475		414,650	1,223,600
3	Pumping-Generating Station			1957	1958	85	6	46,000	276,000	29,450		176,700	
4	Robert H. Saunders - St. Lawrence	St. Lawrence	HEPCO	1958	1959	81	16	75,000	1,200,000	57,000		912,000	
5	Des Joachims	Ottawa	HEPCO	1950	1951	130	8	62,000	496,000	45,000		360,000	
6	Abitibi Canyon	Abitibi	HEPCO	1933	1959	237 3	2	66,000 66,000	330,000	41,225 43,200		212,050	
7	Otto Holden	Ottawa	HEPCO	1952	1953	77 4	4	35,000 33,000	272,000	25,650 25,650		205,200	
8	Wells	Mississagi	HEPCO	1970	1970	204	2	150,000	300,000	101,650		203,300	
9	Otter Rapids	Abitibi	HEPCO	1961	1963	107	4	60,000	240,000	43,700		174,800	
10	Stewartville	Madawaska	HEPCO	1948	1969	148 2	3	28,000 68,000	220,000	20,400 45,900		153,000	
11	Barrett Chute	Madawaska	HEPCO	1942	1942	150 2	2	28,000 84,000	224,000	20,400 55,800		152,400	
12	Aubrey Falls	Mississauga	HEPCO	1969	1969	173	2	100,000	200,000	75,075		150,150	
13	Mountain Chute	Madawaska	HEPCO	1967	1967	151	2	112,000	224,000	69,750		139,500	
14	Harmon	Mattagami	HEPCO	1965	1965	101	2	94,000	188,000	64,600		129,200	
15	Pine Portage	Nipigon	HEPCO	1950	1954	105 2	2	41,000 45,000	172,000	29,700 34,650		128,700	
16	Kipling	Mattagami	HEPCO	1966	1966	102	2	94,000	188,000	62,700		125,400	
17	Chenau	Ottawa	HEPCO	1950	1951	40	8	21,000	168,000	15,300		122,400	
18	Little Long	Mattagami	HEPCO	1963	1963	90	2	84,000	168,000	60,800		121,600	
19	Decew Falls No. 2	Welland Canal	HEPCO	1943	1947	280	2	75,000	150,000	57,600		115,200	
20	Ontario Power	Niagara	HEPCO	1905	1919	- 4 5	3	11,700 11,700 13,400	148,900	7,500 8,770 8,775		101,455	
21	Rankine	Niagara	CNPC	1904	1924	133 2 3 1	5	10,000 12,500 10,750 12,000	119,250	7,500 9,375 9,375 10,300		94,675	
22	Chats Falls	Ottawa	HEPCO	1931	1931	53	4	28,000	112,000	22,325		89,300	
23	Caribou Falls	English	HEPCO	1958	1958	58	3	34,000	102,000	25,650		76,950	
24	Cameron Falls	Nipigon	HEPCO	1920	1958	72 72 73	2 4 1	12,500 12,500 25,000	100,000	9,540 8,480 19,000		72,000	

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds		No. of Units Nombre de groupes		Turbines		Generators Générateurs	
				First Premier groupe	Unit Latest Dernier groupe			Unit Capacity Capacité de chaque groupe en Hp	Total Capacity hp.	Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw.	Capacité globale en kw
25	Manitou Falls	English	HEPCO	1956	1958	54	5	18,500	92,500	14,400	72,000		
26	Alexander	Nipigon	HEPCO	1930	1958	60 58	3 2	18,000 19,000	92,000	12,750 13,500	65,250		
27	Whitedog Falls	Winnipeg	HEPCO	1958	1958	50	3	27,000	81,000	21,600	64,800		
28	Smoky Falls	Mattagami	SFPPC	1928	1931	113	4	18,750	75,000	13,200	52,800		
29	Silver Falls	Kaministiquia	HEPCO	1959	-	330	1	60,000	60,000	45,000	45,000		
30	Geo. W. Rayner	Mississagi	HEPCO	1950	1950	210	2	29,000	58,000	21,150	42,300		
31	Toronto Power	Niagara	HEPCO	1906	1915	134	3 2	15,000 13,000	71,000	9,000 7,200	41,400		
32	Upper Falls	Montreal	GLPC	1937	1957	232	2 1	12,600 31,000	56,200	9,000 22,500	40,500		
33	Aguasabon	Aguasabon	HEPCO	1948	1948	290	2	27,500	55,000	20,250	40,500		
34	Red Rock Falls	Mississagi	HEPCO	1960	1961	93	2	26,500	53,000	20,250	40,500		
35	Island Falls	Abitibi	APPC	1924	1925	63	4	12,000	48,000	9,600	38,400		
36	DeCew Falls No. 1	Welland Canal	HEPCO	1901	1913	-	1 1 2 1 1	6,000 6,000 6,000 6,000 6,000	36,000	4,800 5,000 5,300 5,600 5,900	31,900		
37	Kakabeka Falls	Kaministiquia	HEPCO	1906	1914	178	3 1	7,500 12,500	35,000	5,400 7,970	24,170		
38	High Falls	Michipicoten	GLPC	1930	1950	147	2 1	11,000 13,200	35,200	6,750 9,675	23,175		
39	Big Eddy	Spanish	HCL	1929	1929	90	3	9,400	28,200	7,200	21,600		
40	Sault Ste. Marie	St. Mary	GLPC	1918	1931	18.5	24 3 1	900 2,400 2,200	31,000	650 1,440 1,600	21,520		
41	Iroquois Falls	Abitibi Lake & Black River	APPC	1949	1949	43	1 1 1 6 5	1,800 1,800 2,200 2,200 2,400	31,000	1,200 1,280 1,200 1,280 2,025	21,485		
42	Twin Falls	Abitibi	APPC	1921	1925	57.5	5	6,000	30,000	4,050	20,250		
43	Gartshore	Montreal	GLPC	1958	-	112	1	30,300	30,300	20,000	20,000		
44	Hollingsworth Falls	Michipicoten	GLPC	1959	-	108	1	30,300	30,300	20,000	20,000		
45	Ear Falls	English	HEPCO	1930	1948	36	1 1 2	5,000 5,000 7,500	25,000	4,000 3,825 5,400	18,625		
46	High Falls	Spanish	HCL	1905	1966	85	4 1	4,000 7,500	23,500	3,000 5,550	17,550		
47	Norman	Winnipeg (West Branch)	OMPP	1925	1925	22	5	3,400	17,000	3,300	16,500		

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft.	Hauteur nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines			Generators Générateurs		
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Der nier groupe				Unit Capacity hp. de chaque groupe en Hp	Total Capacity hp.	Capacité globale en Hp	Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw	Capacité globale en kw
48	Lower Falls	Montreal	GLPC	1938	1942	185	2	10,900		21,800	8,100		16,200	
49	Hogg	Montreal	GLPC	1965	-	77	1	21,750		21,750	15,000		15,000	
50	Scott Falls	Michipicoten	GLPC	1952	1952	70	2	10,000		20,000	6,800		13,600	
51	Espanola	Spanish	EFPL	1906	1946	64	4 1 1 1	1,675 10,000 2,300 2,000		21,000	1,000 6,000 1,750 1,280		13,030	
52	Fort Frances	Rainy	OMPP	1955	1955	28	8	2,000		16,000	1,600		12,800	
53	Welland Canal	Welland Canal	STLSA	1932	1932	160	3	5,000		15,000	4,000		12,000	
54	Wawaitin	Mattagami	HEPCO	1912	1918	125	2 2	3,450 4,000		14,900	2,500 3,375		11,750	
55	Kenora	Winnipeg	OMPP	1923	1924	22	4 6	1,200 1,200		12,000	1,000 1,250		11,500	
56	Heely Falls	Trent	HEPCO	1913	1919	73	2 1	5,600 5,600		16,800	3,750 3,000		10,500	
57	McPhail Falls	Michipicoten	GLPC	1954	1954	48	2	7,500		15,000	5,000		10,000	
58	Upper Notch	Montreal	HEPCO	1930	1930	48	2	6,500		13,000	4,800		9,600	
59	Calm Lake	Seine	OMPP	1928	1928	82	2	6,400		12,800	4,675		9,350	
60	Sturgeon Falls	Sturgeon	APPC	1902	1964	40.5	1 1 1 1 1 1	2,500 1,000 1,500 1,500 1,500 1,000		9,000	1,800 1,685 1,350 1,685 1,415 1,415		9,350	
61	Eddy	Ottawa	EBEC	1909	1912	38	2 1	4,650 4,650		13,950	3,000 3,300		9,300	
62	Crystal Falls	Sturgeon	HEPCO	1921	1921	33	4	2,600		10,400	2,020		8,080	
63	Ranney Falls	Trent	HEPCO	1922	1926	-	1 2	1,000 5,000		11,000	720 3,600		7,920	
64	Chaudière Falls No.4	Ottawa	OHEC	1931	1931	38	2	5,400		10,800	3,960		7,920	
65	Big Eddy	Muskoka	HEPCO	1941	1941	38	2	5,280		10,560	3,825		7,650	
66	Ragged Rapids	Muskoka	HEPCO	1938	1938	38	2	5,200		10,400	3,825		7,650	
67	Sturgeon Falls	Seine	OMPP	1927	1927	64	2	5,000		10,000	3,825		7,650	
68	Matabitchuan	Matabitchuan	HEPCO	1910	1910	305	4	3,300		13,200	1,690		6,760	
69	Swift Rapids	Severn	OWLP	1916	1966	47	1 2	2,120 3,500		9,120	1,350 2,700		6,750	
70	Lower Sturgeon	Mattagami	HEPCO	1923	1923	42	2	4,000		8,000	3,200		6,400	
71	Smooth Rock	Mattagami	APPC	1916	1916	45	2	4,500		9,000	3,125		6,250	
72	Eugenia	Beaver	HEPCO	1915	1920	550	2 1	2,250 4,000		8,500	1,200 2,400		4,800	

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp		Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity hp.	Total Capacity hp.	Unit Capacity en Hp	Capacity Kw.	Total Capacity en Kw	Capacity globale en Kw
73	Meyersburg	Trent	HEPCO	1924	1924	32	3	2,200	6,600	1,600		4,800	
74	Nairn	Spanish	HCL	1917	1919	30	3	2,600	7,800	1,500		4,500	
75	Chaudière Falls No. 2	Ottawa	OHEC	1909	1936	40	3	2,300	6,900	1,462		4,386	
76	Peterborough	Otonabee	PHPC	1902	1950	27	1 1 1	2,300 2,550 2,140	6,990	1,200 1,500 1,400		4,100	
77	Coniston	Wanapitei	HEPCO	1905	1915	53	1 1 1	1,200 1,600 3,500	6,300	720 1,125 2,250		4,095	
78	Stinson	Wanapitei	HEPCO	1925	1925	-	2	3,500	7,000	2,000		4,000	
79	Calabogie	Madawaska	HEPCO	1917	1917	30	2	3,000	6,000	2,000		4,000	
80	Big Chute	Severn	HEPCO	1911	1919	56	3 1	1,300 2,300	6,200	900 1,280		3,980	
81	South Falls	South Muskoka	HEPCO	1916	1925	107	1 2	1,000 2,200	5,400	635 1,600		3,835	
82	Wabagishik	Vermilion	HCL	1912	1935	70	1 1	2,700 2,700	5,400	1,600 2,140		3,740	
83	Minden	Gull	OWLP	1935	1935	66	2	2,600	5,200	1,800		3,600	
84	Sandy Falls	Mattagami	HEPCO	1911	1916	32 34	2 1	1,200 2,500	4,900	950 1,595		3,495	
85	Hagues Reach	Trent	HEPCO	1925	1925	22.5	3	1,600	4,800	1,120		3,360	
86	Indian Chute	Montreal	HEPCO	1923	1924	45	2	2,250	4,500	1,620		3,240	
87	Sidney	Trent	HEPCO	1911	1911	20	4	1,400	5,600	795		3,180	
88	Seymour	Trent	HEPCO	1909	1911	23	4 1	1,100 1,100	5,500	600 750		3,150	
89	Mathias	Muskoka	OWLP	1950	-	43	1	3,770	3,770	2,812		2,812	
90	Hound Chute	Montreal	HEPCO	1910	1911	-	4	1,335	5,340	700		2,800	
91	Kapuskasing	Kapuskasing	SFPPC	1923	-	30	1	2,500	2,500	2,750		2,750	
92	Frankford	Trent	HEPCO	1913	1913	18	4	1,200	4,800	650		2,600	
93	Jones Falls	Rideau Canal	GELW	1948	1950	65 58 58	1 2 1	250 1,037 1,500	3,824	180 800 800		2,580	
94	Sills Island	Trent	HEPCO	1926	1926	14	1 1	1,000 1,000	2,000	1,275 1,020		2,295	
95	McVittie	Wanapitei	HEPCO	1912	1912	42	2	1,800	3,600	1,125		2,250	
96	Nassau	Otonabee	TU	1902	1926	16	1 2	1,600 700	3,000	1,500 360		2,220	
97	High Falls	Mississippi	HEPCO	1920	1920	82	3	1,240	3,720	700		2,100	

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en hp	Total Capacity Capacité globale en hp	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Capacité globale en kW
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe						
98	Nipissing	South	HEPCO	1909	1909	-	1	1,250	1,000	1,050	2,050
99	Lakefield	Otonabee	HEPCO	1928	-	16	1	3,100	2,000	2,000	2,000
100	Fountain Falls	Montreal	HEPCO	1914	1914	30	2	1,500	1,000	2,000	2,000
101	Rideau Falls	Rideau	DPW	1909	1909	47	2	1,500	1,000	2,000	2,000
102	Crow Bay	Trent Canal	CPUC	1909	1911	-	1	1,470	1,125	850	1,975
103	Auburn	Otonabee	HEPCO	1911	1912	18	3	950	2,850	625	1,875
104	Current River	Current	TBPUC	1902	1906	80	2	450	350	1,100	1,800
105	Eagle	Eagle	DPC	1928	-	37	1	2,000	2,000	1,760	1,760
106	Trethewey Falls	South Muskoka	HEPCO	1929	-	35	1	2,300	2,300	1,600	1,600

Total capacity of plants under 1,500 kW

27,687

20,121

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

27,375

Puissance globale des turbines couplées directement à de l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

9,480,356

6,797,314

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Type de moteur primaire	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Capacité globale en kW
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					
1	Lakeview	Toronto	HEPCO	1961	1966	d b	S CT	8 4	300,000 7,500	2,430,000
2	Lambton	Sarnia	HEPCO	1967	1970	d	S CT	4 4	500,000 7,500	2,030,000
3	Richard L. Hearn	Toronto	HEPCO	1951	1966	d b	S CT	4 4	100,000 200,000 7,500	1,230,000
4	J. Clark Keith	Windsor	HEPCO	1951	1967	d b	S CT	4 1	66,000 7,500	271,500
5	Douglas Point	Kincardine	HEPCO	1966	-	h	S	1	220,000	220,000
6	Thunder Bay	Fort William	HEPCO	1963	-	d b	S CT	1 2	100,000 14,150	128,300
7	Detweiler	Kitchener	HEPCO	1967	1967	b	CT	4	16,320	65,280

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion TurbineGT
IC
S
CT
Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. Nº	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel Combustible	Type of Prime Mover Type de moteur primaire	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Capacity de chaque groupe en kW					Total Capacity Total Capacité en kW	
8	A.W. Manby	Toronto	HEPCO	1965	1966	b	CT	4	16,320		65,280	
9	Windsor	Windsor	FMCC	1936	1952	d	S	1 1 2	10,000 4,000 25,000		64,000	
10	Sarnia-Scott	Sarnia	HEPCO	1965	1966	b	CT	2 2	15,000 16,320		62,640	
11	Sarnia	Sarnia	PC	1943	1956	b,d	S	1 1 1 1	10,000 5,000 4,000 13,200		32,200	
12	Sault Ste. Marie	Sault Ste. Marie	ASC	1942	1963	a,b,d	S	2 2	12,500 625		26,250	
13	Fort William	Fort William	GLPAC	1928	-	a,c,d	S	1 1 1	4,000 5,000 17,100		26,100	
14	Kapuskasing	Kapuskasing	SFPPC	1928	1958	a,c,d	S	2 1 1	650 12,500 9,100		22,900	
15	Pickering Auxiliary Units	nr. Toronto	HEPCO	1970	1970	b	CT	3	7,500		22,500	
16	Nuclear Power Demonstration Unit	Rolphton	AECL	1962	-	h	S	1	20,000		20,000	
17	Marathon	Marathon	ACC	1946	1948	b,d	S	1 2	7,500 4,000		15,500	
18	Amherstburg	Amherstburg	ACCL	1938	1957	d	S	1 1 1	2,500 4,700 3,750		10,950	
19	Hamilton	Hamilton	SCC	1948	1959	a,b,g	S	1 1	4,000 6,000		10,000	
20	Thorold	Thorold	OPC	1937	1937	a,d	S	2	4,000		8,000	
21	Dryden	Dryden	DPC	1954	-	a,d	S	1	6,000		6,000	
22	Station No. 6	Gananoque	GELW	1959	1967	a	IC	2 1 1	1,360 1,200 1,250		5,170	
23	Walkerville	Walkerville	HWS	1924	1955	d	S	2 1 1	1,000 2,500 625		5,125	
24	Strathcona	Strathcona	SP	1955	1955	d	S	2	1,655		3,310	
25	Chatham	Chatham	CDSC	1946	1946	d	S	2	1,500		3,000	
26	Fort Frances	Fort Frances	OMPP	1927	-	d	S	1	3,000		3,000	

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Year Installed Année de l'installation	Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Unit	Capacity Capacité en kW	Generators Générateurs	
											Capacity de chaque groupe en kW	Total Capacity Total Capacité en kW
27	Blind River	Blind River	MFLG	1927	1927	c	S	1	1	750 2,000	2,750	
28	Toronto	Toronto	CDSC	1959	-	a,b,d	S	1	1	2,500	2,500	
29	Toronto	Toronto	CCCC	1937	-	b,d	S	1	1	2,500	2,500	
30	Ottawa	Ottawa	EBEC	1923	-	d	S	1	1	2,500	2,500	
31	Thunder Bay	Thunder Bay	APPC	1928	-	a,c,d	S	1	1	2,500	2,500	
32	New Toronto	New Toronto	GTR	1940	-	b,d	S	1	1	2,500	2,500	
33	Pembroke	Pembroke	PHEC	1929	1949	b	IC	1 2	1 2	933 671	2,275	
34	Orillia	Orillia	OWLP	1947	1948	b	IC	1 1	1 1	1,000 1,136	2,136	
35	Cardinal	Cardinal	CSC	1945	1964	b	IC	3 1 1	3 1 1	320 640 500	2,100	
36	Peterborough	Peterborough	CGEC	1930	1949	d	S	1	1	2,000	2,000	
37	Espanola	Espanola	EFPL	1947	1951	d	S	1	1	2,000	2,000	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

6,370

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

6,819,136

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

13,616,450

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds		No. of Units Nombre de groupes		Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp		Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe					Total Capacity Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité globale en Hp	Total Capacity Capacité globale en Kw	Unit Capacity Capacité globale en Kw
1	Beauharnois: Section 1	St. Lawrence Saint-Laurent	HQ	1932	1948	80	8	53,000				37,300			
	Section 2			1950	1953	80	3	55,000				40,000			
	Section 3			1959	1961	80	10	73,700	2,148,000	55,250	1,574,260				
2	Manic 2	Manicouagan	HQ	1965	1967	230	8	170,000	1,360,000	126,900	1,015,200				
3	Bersimis I	Betsiamites	HQ	1956	1959	785	8	150,000	1,200,000	114,000	912,000				
4	Manic 5	Manicouagan	HQ	1970	1970	491	5	221,000	1,105,000	161,500	807,500				
5	Outardes 3	Outardes	HQ	1969	1969		4	258,500	1,034,000	189,050	756,200				
6	Chute des Passes	Péribonka	ALCAN	1959	1960	540	5	200,000	1,000,000	148,500	742,500				
7	Shipshaw	Saguenay	ALCAN	1942	1943	208	2	95,000				58,500			
							6	103,000				60,000			
							2	101,000				60,000			
							2	95,000	1,200,000	60,000	717,000				
8	Bersimis II	Betsiamites	HQ	1959	1960	380	5	180,000	900,000	131,000	655,000				
9	Carillon	Ottawa Outaouais	HQ	1962	1964	61	14	60,000	840,000	46,750	654,500				
10	Outardes	Outardes	HQ	1969	1969		4	216,000	864,000	158,000	632,000				
11	Isle Maligne	Saguenay	SAPC	1925	1937	110	12	45,000	540,000	28,000	336,000				
12	McCormick Dam	Manicouagan	MP	1951	1965	124	2	56,200				35,625			
							3	60,000				40,000			
							2	80,000	452,400	56,250	303,750				
13	Trenche	Saint-Maurice	HQ	1950	1955	160	6	65,000	390,000	47,700	286,200				
14	Beaumont	Saint-Maurice	HQ	1958	1959	124	6	55,000	330,000	40,500	243,000				
15	La Tuque	Saint-Maurice	HQ	1940	1955	114	5	44,500				36,000			
							1	49,000	271,500	36,000	216,000				
16	Paugan	Gatineau	HQ	1928	1956	133	1	47,000				32,400			
						132	7	34,000	285,000	24,225	201,975				
17	Chute-à-la-Savane	Péribonka	ALCAN	1953	1953	110	5	57,000	285,000	37,450	187,250				
18	Chute-du-Diable	Péribonka	ALCAN	1952	1952	110	5	55,000	275,000	37,450	187,250				
19	Manic 1	Manicouagan	HQ	1966	1967	120	3	80,000	240,000	61,470	184,410				
20	Rapide Blanc	Saint-Maurice	HQ	1934	1955	108	1	44,500				30,600			
							5	40,000	244,500	30,600	183,600				
21	Chute à Caron	Saguenay	ALCAN	1931	1934	160	4	75,000	300,000	45,000	180,000				
22	Shawinigan No. 2	Saint-Maurice	HQ	1911	1929	145	3	43,000				30,000			
							3	18,500				15,000			
							2	18,500	221,500	14,000	163,000				
23	Les Cèdres	St. Lawrence Saint-Laurent	HQ	1914	1924	35	18	12,650	227,700	9,000	162,000				
24	Shawinigan No. 3	Saint-Maurice	HQ	1948	1949	145	3	65,000	195,000	50,000	150,000				
25	Grand'Mère	Saint-Maurice	HQ	1915	1930	80	5	22,000				15,725			
							1	22,000				18,000			
							1	24,500				20,000			
						84	2	22,000	200,500	15,725	148,075				

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp	Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Total Capacity Capacité globale en Hp				Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Capacité globale en kW		
26	Chelsea	Gatineau	HQ	1927	1939	100	5	34,000	170,000	28,800	144,000		
27	La Gabelle	Saint-Maurice	HQ	1924	1931	60	3	36,000 32,000	172,000	24,750 24,750	123,750		
28	Rapide-des-Iles	[Ottawa (Upper) — Outaouais (supérieure)]	HQ	1966	1967	86	3	50,000	150,000	36,630	109,890		
29	Farmers Rapids	Gatineau	HQ	1927	1947	66	3	24,000 24,000	120,000	20,000 19,125	98,250		
30	Masson	Lièvre	MQPC	1933	1933	185	4	34,000	136,000	23,800	95,200		
31	Première Chutes	[Ottawa (Upper) — Outaouais (supérieure)]	HQ	1968	1969		3	42,400	127,200	31,050	93,150		
32	Rapides-des-Quinze	[Ottawa (Upper) — Outaouais (supérieure)]	HQ	1923	1955	90	2 2 2	10,000 10,000 34,500	109,000	8,000 10,800 26,000	89,600		
33	Chat Falls	[Ottawa — Outaouais]	OVPC	1932	1932	53	4	29,940	119,760	22,325	89,300		
34	High Falls	Lièvre	MQPC	1930	1936	180	1 3	32,500 30,000	122,500	21,250 21,250	85,000		
35	Rapid VII	[Ottawa (Upper) — Outaouais (supérieure)]	HQ	1941	1949	68	4	16,000	64,000	14,250	57,000		
36	Bryson	[Ottawa — Outaouais]	HQ	1925	1949	60	2 1	25,700 27,000	78,400	18,000 20,000	56,000		
37	Murdock Willson	Shipshaw	PCL	1957	-	263	1	82,000	82,000	51,000	51,000		
38	Jim Gray	Shipshaw	PCL	1953	1953	338	2	35,000	70,000	25,500	51,000		
39	Chutes-aux-Outardes	Outardes	QNSPC	1937	1937	208	2	36,300	72,600	25,000	50,000		
40	Chutes Fifty Foot	Hart Jaune	HJP	1960	1960	123	3	22,000	66,000	16,150	48,450		
41	Rapid II	[Ottawa (Upper) — Outaouais (supérieure)]	HQ	1954	1964	67	4	16,000	64,000	12,000	48,000		
42	Iles Montréal	Des-Prairies	HQ	1929	1930	26	3 3	8,800 12,000	62,400	7,500 7,500	45,000		
43	Chutes Dufferin	Lièvre	JMC	1958	1959	62	2	25,000	50,000	19,125	38,250		
44	Chicoutimi	Chicoutimi	SMPC	1957	-	273	1	42,000	42,000	32,000	32,000		
45	Chutes Hemming	Saint-François	HQ	1925	1925	48	6	5,600	33,600	4,800	28,800		
46	Hull 2	[Ottawa — Outaouais]	HQ	1920	1968	32	3 1	7,500 13,400	35,900	5,760 10,000	27,280		
47	Sept Chutes	St. Anne (de Beaupré)	HQ	1916	1916	410	4	6,000	24,000	4,680	18,720		
48	St. Marguerite	Marguerite	GPC	1954	1954	100	2	12,000	24,000	8,800	17,600		
49	St. Narcisse	Batiscan	HQ	1926	1926	147	2	11,100	22,200	7,500	15,000		
50	Drummondville	Saint François	HQ	1910	1925	27	2 2	3,200 6,000	18,400	2,500 4,800	14,600		

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp	Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe				Total Capacity Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité globale en Hp	Unit Capacity Capacité de chaque groupe en Kw	Total Capacity Capacité globale en Kw
51	Chutes aux Galets	Shipshaw	PCL	1921	1921	101	2	8,820	17,640	6,800		13,600
52	Chutes Chaudière	Ottawa Outaouais	EBEC	1913	1955	38	3	5,500	16,500	3,750		11,250
53	Chicoutimi	Chicoutimi	PCL	1923	-	72	1	11,000	11,000	9,900		9,900
54	W.R. Beatty	Black	PELC	1917	1951	129	1 1 1 2	1,800 2,250 2,500 3,000		1,250 1,530 1,800 2,250		9,080
55	Buckingham	Lièvre	ERC	1914	1939	30	1 1 3	2,000 2,500 2,000	10,500	1,375 1,836 1,440		7,531
56	Métis No. 1	Metis	HQ	1922	1929	120	1 1	3,700 5,900	9,600	2,400 4,000		6,400
57	Adam Cunningham	Shipshaw	PCL	1953	-	56	1	9,500	9,500	6,375		6,375
58	Port-Arnaud	Chicoutimi	HQ	1912	1917	56	1 2	2,500 2,500	7,500	1,700 1,875		5,450
59	Bell Falls	Rouge	HQ	1915	1920	54	3	2,400	7,200	1,600		4,800
60	Kénogami	Au Sable	PCL	1912	1912	264	2	3,350	6,700	2,345		4,690
61	Métis No. 2	Metis	HQ	1947	-	75	1	6,000	6,000	4,250		4,250
62	Jonquière No. 1	Au Sable	MJ	1907	1924	42 47	1 1	1,800 4,030		1,280 2,812		4,092
63	Westbury	Saint-François	VS	1928	1928	28	2	2,900	5,800	2,000		4,000
64	Lachute Mills	Nord (du)	AL	1929	1929	36	3	1,500	4,500	1,080		3,240
65	Windsor Mills	Saint-François	DPP	1936	1939	19	2 1 1	1,500 800 430		1,120 600 320		3,160
66	Weedon	Saint-François	VS	1920	1926	30 29	2 1	1,700 1,700	5,100	1,040 1,040		3,120
67	St. Alban	Ste. Anne de la Pêrade	HQ	1927	-	64	1	4,000	4,000	3,000		3,000
68	St. Raphael	Sud (du)	HQ	1921	1921	232	3	1,500	4,500	850		2,550
69	Domtar	Jacques Cartier	DPP	1960	1962	60	2	1,200	2,400	1,200		2,400
70	MacDougall	Jacques Cartier	DPP	1925	1927	55	2	1,900	3,800	1,200		2,400
71	Jonquière	Au sable	PCL	1916	1916	67	1 1	1,800 1,625	3,425	1,200 1,200		2,400
72	Winneway	Winneway (Outaouais supérieure)	LMC	1938	1943	54	2	1,400	2,800	1,169		2,338
73	Mont Laurier	Lièvre	BVP	1937	1951	22	1 2	500 1,325	3,150	500 900		2,300
74	Sherbrooke	Magog	HQ	1910	1910	55	3	1,333	4,000	752		2,256
75	Garneau	Chicoutimi	HQ	1925	-	33	1	3,450	3,450	2,240		2,240

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines		Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity Capacité de chaque groupe en hp	Total Capacity Capacité globale en HP	Unit Capacity kw Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity Capacité globale en kw
76	Magog	Magog	DTC	1920	1920	25	2	1,500	3,000	1,000	2,000
77	Corbeau	Gatineau	HQ	1926	1926	16	2	1,250	2,500	1,000	2,000
78	Bird's	Jacques Cartier	DPP	1937	-	27	1	2,250	2,250	1,920	1,920
79	Rock Forest	Magog	VS	1911	1911	30	2	1,500	3,000	940	1,880
80	Rivière-du-Loup	Du Loup	VRI	1929	1942	100	1	960	640		
							1	1,900	2,860	1,200	1,840
81	East Angus Mill	Saint François	DPP	1910	1910	33	1	1,090	846		
						33	1	1,090	990		
						20	1	252	2,432	-	1,836
82	Magpie	Magpie	HQ	1961	1961	31	2	1,500	3,000	900	1,800
83	Rawdon	Ouareau	HQ	1928	-	46	1	2,300	2,300	1,720	1,720
84	Frontenac	Magog	VS	1917	1917	38	2	1,450	2,900	800	1,600
85	Chutes Burroughs	Nigger	HQ	1929	-	180	1	2,000	2,000	1,600	1,600

Total capacity of plants under 1,500 kw.

19,730

12,768

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

59,365

Puissance globale des turbines couplées directement à de l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

18,422,072

13,279,296

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Fuel	Type of Combustible Type de moteur primaire	No. of Prime Mover Nombre de groupes	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe				Unit Capacity Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity Capacité globale en kw
1	Tracy	Tracy	HQ	1964	1968	b	S	4	150,000	600,000
2	Les Boules	Les Boules	HQ	1955	1960	b	GT	6	6,000	36,000
3	Kénogami Mill	Kénogami	PCL	1967	-	b	S	1	14,750	14,750
4	Cap aux Meules	Iles-de-la-Madeleine	HQ	1953	1970	b	IC	1	1,065	
								2	1,000	
								1	1,200	
								2	2,200	
								1	3,072	11,737
5	Noranda	Noranda	NM	1934	1957	f	S	1	2,600	
								1	3,000	
								1	4,500	10,100
6	Chandler	Chandler	GPP	1930	1954	b	S	1	6,000	
								1	4,000	10,000

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Combustible Type of	Prime Mover Type de moteur	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Fuel					Capacity de chaque groupe en kW	Total Capacity Total Capacité en kW
7	Murdochville	Murdochville	GCM	1952	1955	b,f	S IC	1 2 1	5,400 1,000 300		7,700	
8	Thurso	Thurso	TPPC	1957	-	b,c,d	S	1	7,500		7,500	
9	Ville de Québec	Ville de Québec	ACPP	1927	-	b	S	1	6,000		6,000	
10	Havre St. Pierre	Havre St. Pierre	HQ	1967	1970	b	IC	6	1,000		6,000	
11	Magog	Magog	DTC	1938	1948	d	S	2	2,000		4,000	
12	Montréal	Montréal	CDSC	1925	1947	a,b	S	2 1	1,000 1,500		3,500	
13	Gatineau	Gatineau	CIPC	1927	1960	b,c	S	4	750		3,000	
14	Shefferville	Schefferville	IOCC	1956	1956	b	IC	3	1,000		3,000	
15	Port et terminus (de réserve)	Port Cartier	QCMC	1960	1960	b	IC	3	1,000		3,000	
16	Havre St. Pierre	Havre St. Pierre	REC	1950	1963	b	IC	1 1 3	1,000 500 300		2,400	
17	Rivière-du-Loup	Rivière-du-Loup	VRL	1947	1953	b	IC	2 1	240 1,360		1,840	
18	Blanc Sablon	Blanc Sablon	HQ	1965	1967	b	IC	2 1	600 350		1,550	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

11,982

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

744,059

Combined Hydro and Thermal Total

14,023,355

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

Gas Turbine	GT	Turbine à Gaz
Internal Combustion	IC	Combustion Interne
Steam	S	Vapeur
Combustion Turbine	CT	Turbine à Combustion

New Brunswick HYDRO

Nouveau - Brunswick AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Turbines			Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe			Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp	Total Capacity hp. Capacité globale en Hp	Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity kw. Capacité globale en kW	
1	Mactaquac	Saint John	NBEP	1968	1968		3	140,000	420,000	100,000	300,000	
2	Beechwood	Saint John	NBEP	1957	1962	57	2 1	45,000 55,000	145,000	36,000 40,500	112,500	
3	Grand Falls	Saint John	NBEP	1928	1931	125	4	20,000	80,000	15,750	63,000	
4	Tinker	Aroostook	MNBP	1906	1965	85	2 2 1	2,000 5,000 33,000	47,000	1,500 3,520 20,800	30,840	
5	Tobique	Tobique	NBEP	1953	1953	75	2	13,500	27,000	10,000	20,000	
6	Great Falls	Nepisiguit	CB	1921	1930	108 110	2 1	5,000 5,500	15,500	3,600 3,600	10,800	
7	Sisson	Tobique	NBEP	1965	1965	135	1	12,500	12,500	10,000	10,000	
8	Musquash	Musquash	NBEP	1920	1920	99.5 124.5	2 1	3,670 3,760	11,100	2,320 2,320	6,960	
9	Milltown	St. Croix	NBEP	1911	1967	21 25 30	3 1 1 1 1	1,080 500 468 500 900	5,608	770 376 350 400 700	4,136	
10	Edmundston	Madawaska	FC	1918	1918	21.1	2	1,000	2,000	1,000	2,000	

Total capacity of plants under 1,500 kW

3,025

2,500

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

5,000

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

773,733

562,736

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	No. Unit	Generators Générateurs
				Premier groupe Latest Unit	Dernier groupe	Capacity Capacité				
1	Courtenay Bay	East Saint John	NBEP	1961	1967	b	S	1	50,000	263,365
								1	13,365	
								2	100,000	
2	Dalhousie	Dalhousie	NBEP	1969		b	S	1	100,000	100,000
3	Grand Lake No. 2	Newcastle Creek	NBEP	1951	1963	d	S	2	5,000	85,000
								1	15,000	
								1	60,000	
4	Chatham	Chatham	NBEP	1948	1956	b,d	S	1	12,500	32,500
								1	20,000	
5	Lancaster	Lancaster	IPP	1947	1960	b	S	1	2,000	24,500
								1	10,000	
								1	12,500	
6	Bathurst	Bathurst	CB	1937	1958	b,d	S	1	6,000	20,600
								1	7,600	
								1	7,000	

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ELECTRIQUES

THERMAL			HYDRO-ELECTRIC											
No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	Type de moteur primaire	Generators Générateurs				
				First Unit	Premier groupe	Latest Unit				Dernier groupe	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Capacité de chaque groupe en kW	Total Capacity Total Capacité en kW
7	Edmundston	Edmundston	FC	1949	1958	c,d	S	1 1 1	3,000 3,800 12,500		19,300			
8	Dalhousie	Dalhousie	NBIPC	1929	1937	d	S	1 1 2 2	6,000 8,000 800 750		17,100			
9	Dock Street	Saint John	NBEPC	1929	1947	b,d	S	1 1	6,000 10,000		16,000			
10	Newcastle	Newcastle	FC	-	1967	b	S	1	15,625		15,625			
11	Grand Lake No. 1	Newcastle Creek	NBEPC	1931	1944	d	S	1 1	6,250 7,500		13,750			
12	Atholville	Atholville	FC	1929	1956	b	S	3 1 1	1,000 2,000 5,000		10,000			
13	Saint John	Saint John	ASR	1954	1962	b	S	1 1	2,500 1,000		3,500			
14	Grand Manan	Grand Manan	NBEPC	1957	1969	b	IC	1 2 1	890 700 503		2,793			
15	Campbellton	Campbellton	CC	1946	1953	b	IC	1 1 1	240 1,136 1,360		2,736			
16	Edmundston	Edmundston	ME	1947	1955	b	IC	1	1,876		1,876			

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

1,000

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

629,645

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

1,192,381

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

Nova Scotia HYDRO

Nouvelle - Écosse AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en Hp	Turbines		Generators Générateurs	
				First Premier groupe	Latest Dernier groupe				Total Capacity hp.	Capacité globale en Hp	Unit Capacity kw.	Total Capacity en kw.
1	Weymouth Falls	Sissiboo	NSPC	1960	1967	122	2	12,000	24,000	9,000	18,000	
2	Lequille	Allain	NSLPC	1968	-	388	1	15,000	15,000	11,200	11,200	
3	Deep Brook	Mersey	NSPC	1950	1950	46	2	6,400	12,800	4,500	9,000	
4	Big Falls	Mersey	NSPC	1929	1929	58	2	6,350	12,700	4,500	9,000	
5	Lower Lake Falls	Mersey	NSPC	1929	1929	48.5	2	5,300	10,600	3,690	7,380	
6	Cowie Falls	Mersey	NSPC	1937	1937	43	2	5,100	10,200	3,600	7,200	
7	Ruth Falls	East, Sheet Harbour	NSPC	1927	1936	110 109	2 1	3,145 4,300	10,590	2,000 2,970		6,970
8	Hell's Gate	Black	NSLPC	1950	1949	185	1 1	4,500 4,500	9,000	3,360 3,570		6,930
9	Nictaux	Nictaux	NSLPC	1954	-	382	1	9,000	9,000	6,800	6,800	
10	Gulch	Bear	NSPC	1956	-	225	1	8,500	8,500	6,000	6,000	
11	Sissiboo Falls	Sissiboo	NSPC	1960	-	87	1	8,000	8,000	6,000	6,000	
12	Upper Lake Falls	Mersey	NSPC	1929	1929	31.5	2	2,350	4,700	2,700	5,400	
13	Hollow Bridge	Black	NSLPC	1940	-	148	1	7,500	7,500	5,312	5,312	
14	Tidewater	North East	NSPC	1921	1921	91.5	2	3,450	6,900	2,320	4,640	
15	Lower Great Brook	Mersey	NSPC	1955	1955	22	2	3,120	6,240	2,250	4,500	
16	Ridge	Bear	NSPC	1957	-	140	1	5,300	5,300	4,000	4,000	
17	Dickie Brook	Dickie Brook	NSPC	1948	1948	298	1 1	1,750 1,750	3,500	1,200 2,600		3,800
18	Avon No. 1	Avon	NSLPC	1958	-	117.5	1	5,000	5,000	3,750	3,750	
19	Malay Falls	East, Sheet Harbour	NSPC	1924	1954	43 41	2 1	1,850 1,740	5,440	1,200 1,200		3,600
20	Paradise	Paradise Brook	NSLPC	1950	-	465	1	5,000	5,000	3,600	3,600	
21	Methals	Methals Brook	NSLPC	1949	-	45	1	4,600	4,600	3,400	3,400	
22	Sandy Lake	North East	NSPC	1927	1927	118	2	2,500	5,000	1,600	3,200	
23	White Rock	Gaspeaux	NSLPC	1952	-	58	1	4,000	4,000	3,200	3,200	
24	St. Croix	St. Croix	MBPP	1934	-	148	1	4,200	4,200	3,000	3,000	
25	Avon No. 2	Avon	NSLPC	1929	-	142	1	3,900	3,900	3,000	3,000	
26	Lumsden	Black	NSLPC	1942	-	72	1	4,500	4,500	2,800	2,800	
27	Mill Lake	North East	NSPC	1921	1921	162.5	2	1,900	3,800	1,280	2,560	
28	Tusket	Tusket	NSPC	1929	1929	18	3	940	2,820	720	2,160	
29	Salmon Hole	St. Croix	MBPP	1938	-	75	1	2,500	2,500	2,000	2,000	

Total capacity of plants under 1,500 kW

6,400

4,218

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

221,690

162,620

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	Type de moteur	No. Unit	Capacity Capacité kw.	Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Type of Prime Mover						Capacity Capacité kw.	Total Capacity Total Capacité en kW
1	Trenton	Trenton	NSPC	1951	1969	d	S	1	150,000				
							S	2	10,000				
								2	20,000				210,000
2	Lower Water Street	Halifax	NSLPC	1944	1959	b,d	S	1	10,000				
								2	20,000				
								1	25,000				
								2	45,000				165,000
3	Glace Bay	Glace Bay	NSPC	1932	1966	d	S	2	6,000				
								4	15,000				
								1	36,000				108,000
4	Tufts Cove	Tufts Cove	NSLPC	1965	-	b,d	S	1	100,000				100,000
5	Point Tupper	Port Hawkesbury	NSPC	1969		b	S	1	80,000				80,000
6	Sydney	Sydney	SYSCO	1919	1943	a b d	S	1	7,600				
								1	3,000				
								1	5,000				
								1	16,000				31,600
7	Harrison Lake	Maccan	NSPC	1926	1949	d	S	1	15,000				
								1	6,000				
								1	1,500				
								1	4,000				26,500
8	Abercrombie Point	Abercrombie Point	SMP	1967	-	b,c	S	1	18,750				18,750
9	Port Hawkesbury	Point Tupper	NSP	1962	-	d	S	1	10,000				10,000
10	Brooklyn	Brooklyn	BMPC	1943	-	b,c	S	1	5,170				5,170
11	Dartmouth	Dartmouth	IOC	1965	-	b	S	1	3,750				3,750
12	King Street	Yarmouth	NSLPC	1937	1948	b	IC	1	320				
								1	400				
								2	600				1,920

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

2,070

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

762,760

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

925,380

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

Prince Edward Island

THERMAL

Île du Prince - Edouard

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner	Year Installed Année de l'installation			Fuel	Combustible Type of Prime Mover	Type de moteur primaire	No. Unit	Nombre de groupes Unit Capacity kw.	Generators Générateurs		
				Propriétaire First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe							Capacité de chaque groupe en kw	Total Capacity kw.	Capacité globale en kw
1	Charlottetown	Charlottetown	MEC	1931	1963	b	S	1 1 2 1 2	1,500 4,000 7,500 10,000 20,000	70,500				
2	Summerside	Summerside	MS	1940	1963	b	IC	1 2 1 1 2	200 250 555 1,135 2,250	6,890				

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants)	Puissance installée de toutes les centrales	77,390
--------------------	---	--------

Gas Turbine	GT	Turbine à Gaz
Internal Combustion	IC	Combustion Interne
Steam	S	Vapeur
Combustion Turbine	CT	Turbine à Combustion

HYDRO

AMÉNAGEMENTS HYDRO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Development Aménagement	River Rivière	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation		Rated Head ft. Hauteur de chute nominale en pieds	No. of Units Nombre de groupes	Unit Capacity hp. Capacité de chaque groupe en hp.	Turbines			Generators Générateurs	
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe				Total Capacity hp.	Capacité globale en hp.	Unit Capacity kw. Capacité de chaque groupe en kw.	Total Capacity kw.	Capacité globale en kw.
1	Bay d'Espoir	Salmon	NPC	1967	1970	575	6	100,000	600,000	76,500		459,000	
2	Twin Falls	Unknown	TFPC	1962	1968	290	5	60,000	300,000	46,800		234,000	
3	Deer Lake	Humber	BPC	1925	1930	247	4 3 2	16,000 16,000 29,000	170,000	11,284 11,305 19,950		118,951	
4	Grand Falls	Exploits	PPP	1909	1938	109	3 1	2,500 36,000	43,500	1,500 26,000		30,500	
5	Menihék	Ashuanipi (Labrador)	IOCC	1954	1960	34 40	2 1	6,000 13,500	25,500	4,250 10,200		18,700	
6	Bishops Falls	Exploits	PPP	1909	1952	35	7 2	2,700 1,500	21,900	2,025 1,500		17,175	
7	Rattling Brook	Rattling Brook	NLPC	1958	1958	307	2	8,500	17,000	6,375		12,750	
8	Mobile	Mobile	NLPC	1951	-	370	1	13,000	13,000	9,350		9,350	
9	Watson's Brook	Corner Brook	BPC	1958	1958	559	2	6,000	12,000	4,600		9,200	
10	Horse Chops	Horse Chops	NLPC	1953	-	276	1	10,000	10,000	7,650		7,650	
11	Tors Cove	Tors Cove	NLPC	1942	1951	173	2 1	2,850 3,500	9,200	2,000 2,500		6,500	
12	Cape Broyle	Horse Chops	NLPC	1952	-	176	1	7,600	7,600	6,000		6,000	
13	Sandy Brook	Sandy Brook	NLPC	1963	-	115	1	8,000	8,000	5,950		5,950	
14	Lookout Brook	Lookout Brook	NLPC	1945	1958	575	2 1	1,850 3,600	7,300	1,400 2,400		5,200	
15	Petty Harbour	Petty Harbour	NLPC	1908	1926	190	2 1	2,100 2,750	6,950	1,600 1,800		5,000	
16	New Chelsea	New Chelsea Brook	NLPC	1957	-	275	1	5,600	5,600	4,000		4,000	
17	Seal Cove	Seal Cove	NLPC	1922	1927	190	1 1	1,500 3,040	4,540	1,200 2,400		3,600	
18	Pierres Brook	Pierres Brook	NLPC	1931	-	263	1	4,500	4,500	3,200		3,200	
19	Rocky Pond	Tors Cove	NLPC	1943	-	107	1	4,200	4,200	3,200		3,200	
20	Lockston	Lockston	NLPC	1956	1961	270	2	2,000	4,000	1,500		3,000	
21	Hearts Content	Hearts Content Brook	NLPC	1960	-	150	1	3,600	3,600	2,400		2,400	
22	Buchans Brook	Buchans Brook	ASRC	1927	-	163	1	2,359	2,359	1,760		1,760	

Total capacity of plants under 1,500 kW

7,370

5,330

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total capacity of turbines connected directly to mechanical equipment

22,000

Puissance globale des turbines couplées directement à l'équipement mécanique

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

1,310,119

972,416

THERMAL

AMÉNAGEMENTS THERMO-ÉLECTRIQUES

No. N°	Station Centrale	Location Emplacement	Owner Propriétaire	Year Installed Année de l'installation			Combustible Type of Prime Mover	Type de moteur primaire	No. Unit	Generators Générateurs		
				First Unit Premier groupe	Latest Unit Dernier groupe	Fuel				Capacity de chaque groupe en kW	Total Capacity en kW	Capacity globale en kW
1	Holyrood	Holyrood	NPC	1970	-	b	S	1	150,000		150,000	
2	St. John's	St. John's	NLPC	1957	1959	b	S	1 1	10,000 20,000		30,000	
3	Salt Pond	Salt Pond	NLPC	1964	1968	b	IC GT	3 1	500 14,400		15,900	
4	Control Centre	Holyrood	NPC	1966	-	a	GT	1	14,150		14,150	
5	Grand Falls	Grand Falls	PPP	1930	1931	b	S	2	5,000		10,000	
6	Goose Bay	Goose Bay	DOT	1952	1969	b	IC	4 1 2 1	750 1,000 2,500 700		9,700	
7	Corner Brook	Corner Brook	BPC	1957	-	b	S	1	6,600		6,600	
8	Port aux Basques	Port aux Basques	NLPC	1945	1969	b	IC	1 2 3 1	2,700 350 250 210		4,360	
9	Wabush Lake	Wabush Lake	WM	-	1963	b	IC	4	1,000		4,000	
10	Labrador City	Carol Lake	IOCC			b					3,910	
11	Little Bay	Little Bay	BPC	1961	1961	b	S	2	1,700		3,400	
12	Palmquist	Gander	NLPC	1948	1962	b	IC	3	1,000		3,000	
13	St. John's	St. John's	NLPC	1956	-	b	IC	1	2,500		2,500	
14	Power Plant	Lawn Bay	NF	1949	1962	b	IC	2 3 1 2	74 75 360 775		2,283	
15	St. Anthony	St. Anthony	NPC	1965	1969	b	IC	5 3	100 500		2,000	

Total capacity of plants 1,500 kW and over (not listed above)

Puissance installée globale des centrales de 1,500 kW et plus (non comprises ci-dessus)

17,428

Total capacity of plants under 1,500 kW

Puissance installée globale des centrales de moins de 1,500 kW

Total (all plants) Puissance installée de toutes les centrales

279,231

Combined Hydro and Thermal Total

Puissance Totale Hydro-Électrique et Thermo-Électrique

1,251,647

Gas Turbine
Internal Combustion
Steam
Combustion Turbine

GT
IC
S
CT

Turbine à Gaz
Combustion Interne
Vapeur
Turbine à Combustion

OWNER CODE INDEX

This index provides an explanation of the code letters used in the "Owner" column of the preceding tables. The following abbreviations are used for the names of the provinces and territories of Canada:

British Columbia	BC	New Brunswick	NB
Alberta	Alta	Nova Scotia	NS
Saskatchewan	Sask	Prince Edward Island	PEI
Manitoba	Man	Newfoundland	Nfld
Ontario	Ont	Yukon Territory	YT
Quebec	Qué	Northwest Territories	NWT

INDEX DES PROPRIÉTAIRES

Cet index donne les sigles employés dans la colonne intitulée "Propriétaire" dans les tableaux qui précèdent. Les noms des provinces et des territoires y sont aussi abrégés comme ci-dessous:

Colombie-Britannique	C.-B.	Nouveau-Brunswick	N.-B.
Alberta	Alb.	Nouvelle-Écosse	N.-É.
Saskatchewan	Sask.	Île du Prince-Édouard	Î.P.-É.
Manitoba	Man.	Terre-Neuve	T.-N.
Ontario	Ont.	Yukon	T. du Y.
Québec	P.Q.	Territoires du Nord-Ouest	T. du N.-O.

CODE	OWNER	LOCATION
ACC	American Can of Canada Limited	Ont
ACCL	Allied Chemical Canada Limited	Ont
ACL	Anaconda Company (Canada) Limited	BC
ACPP	Anglo-Canadian Pulp and Paper Mills Limited	Qué
AECL	Atomic Energy of Canada Limited	Ont
AL	Ayers Limited	Qué
ALCAN	Aluminum Company of Canada Limited	BC, Qué
AMOCO	AMOCO Canada Petroleum Company Limited	Alta
APPC	Abitibi Power and Paper Company Limited	Ont
ASC	Algoma Steel Corporation Limited	Ont
ASR	Atlantic Sugar Refineries	NB
ASRC	American Smelting and Refining Company Limited	Nfld
BCFP	British Columbia Forest Products Limited	BC
BCHPA	British Columbia Hydro and Power Authority	BC
BCSRC	British Columbia Sugar Refining Company Limited	BC
BMPC	Bowaters Mersey Paper Company Limited	NS
BPC	Bowater Power Company Limited	Nfld
BYP	Bellerive Veneer and Plywoods Limited	Qué
C	Chemcell (1963) Limited	Alta
CAC	Cassiar Asbestos Corporation Limited	BC
CB	Consolidated-Bathurst Limited	NB
CC	City of Campbellton	NB
CCC	Columbia Cellulose Company Limited	BC
CCCC	Continental Can Company of Canada Limited	Ont
CCL	Canadian Celanese Limited	Qué
CDSC	Canada and Dominion Sugar Company Limited	Ont, Qué
CE	City of Edmonton	Alta
CFP	Canadian Forest Products Limited	BC
CGEC	Canadian General Electric Company Limited	Ont
CIPC	Canadian International Paper Company	Qué
CL	City of Lethbridge	Alta
CM	Coniagas Mines Limited	Qué
CMH	City of Medicine Hat	Alta
CMSC	Cominco Limited	Sask, BC, NWT
CN	City of Nelson	BC
CNPC	Canadian Niagara Power Company Limited	Ont
COC	City of Calgary	Alta
COR	City of Revelstoke	BC
CP	Calgary Power Ltd	Alta
CPUC	Campbellford Public Utilities Commission	Ont
CRPC	Churchill River Power Company	Sask
CSC	Canada Starch Company Limited	Ont
CSF	Canadian Sugar Factories Limited	Alta
CTMC	Canada Tungsten Mining Corporation Limited	NWT
CU	Canadian Utilities Limited	Alta
CZB	Crown Zellerbach Building Materials Limited	BC
CZC	Crown Zellerbach Canada Limited	BC
DOT	Department of Transport, Government of Canada	Nfld
DP	Donnacona Paper Company	Qué
DPC	Dryden Paper Company Limited	Ont
DPP	Domtar Pulp and Paper Company Limited	Qué
DPW	Department of Public Works, Government of Canada	Man, Ont
DPWA	Department of Public Works, Government of Alberta	Alta

SIGLE	PROPRIÉTAIRE	SITUATION
ACC	American Can of Canada Limited	Ont.
ACCL	Allied Chemical Canada Limited	Ont.
ACL	Anaconda Company (Canada) Limited	C.-B.
ACPP	Anglo-Canadian Pulp and Paper Mills Limited	P. Q.
AECL	Atomic Energy of Canada Limited	Ont.
AL	Ayers Limited	P. Q.
ALCAN	Aluminium du Canada Ltée	C.-B., P. Q.
AMOCO	AMOCO Canada Petroleum Company Limited	Alb.
APPC	Abitibi Power and Paper Company Limited	Ont.
ASC	Algoma Steel Corporation Limited	Ont.
ASR	Atlantic Sugar Refineries	N.-B.
ASRC	American Smelting and Refining Company Limited	T.-N.
BCFP	British Columbia Forest Products Limited	C.-B.
BCHPA	British Columbia Hydro and Power Authority	C.-B.
BCSRC	British Columbia Sugar Refining Company Limited	C.-B.
BMPC	Bowaters Mersey Paper Company Limited	N.-É.
BPC	Bowater Power Company Limited	T.-N.
BVP	Bellerive Veneer and Plywoods Limited	P. Q.
C	Chemcell (1963) Limited	Alb.
CAC	Cassiar Asbestos Corporation Limited	C.-B.
CB	Consolidated-Bathurst Limited	N.-B.
CC	Ville de Campbellton	N.-B.
CCC	Columbia Cellulose Company Limited	C.-B.
CCCC	Continental Can Company of Canada Limited	Ont.
CCL	Canadian Celanese Limited	P. Q.
CDSC	Canada and Dominion Sugar Company Limited	Ont., P. Q.
CE	Ville d'Edmonton	Alb.
CFP	Canadian Forest Products Limited	C.-B.
CGEC	Canadian General Electric Company Limited	Ont.
CIPC	Canadian International Paper Company	P. Q.
CL	Ville de Lethbridge	Alb.
CM	Coniagas Mines Limited	P. Q.
CMH	Ville de Medicine Hat	Alb.
CMSC	Cominco Limited	Sask., C.-B., T. du N.-O.
CN	Ville de Nelson	C.-B.
CNPC	Canadian Niagara Power Company Limited	Ont.
COC	Ville de Calgary	Alb.
COR	Ville de Revelstoke	C.-B.
CP	Calgary Power Ltd.	Alb.
CPUC	Campbellford Public Utilities Commission	Ont.
CRPC	Churchill River Power Company	Sask.
CSC	Canada Starch Company Limited	Ont.
CSF	Canadian Sugar Factories Limited	Alb.
CTMC	Canada Tungsten Mining Corporation Limited	T. du N.-O.
CU	Canadian Utilities Limited	Alb.
CZB	Crown Zellerbach Building Materials Limited	C.-B.
CZC	Crown Zellerbach Canada Limited	C.-B.
DOT	Ministère des Transports, gouvernement du Canada	T.-N.
DP	Donnacona Paper Company	P. Q.
DPC	Dryden Paper Company Limited	Ont.
DPP	Domtar Pulp and Paper Company Limited	P. Q.
DPW	Ministère des Travaux publics, gouvernement du Canada	Ont., Man.
DPWA	Ministère des Travaux publics, province de l'Alberta	Alb.

CODE	OWNER	LOCATION
EBEC	E. B. Eddy Company	Ont, Qué
EFC	Elk Falls Company Limited	BC
EFP	Eddy Forest Products Limited	Ont
ELS	Eagle Lake Sawmills Company Limited	BC
EM	Endako Mines Limited	BC
EMR	Eldorado Mining and Refining Limited	NWT, Sask
EN	Eldorado Nuclear Limited	Sask
ERC	Electric Reduction Company	Qué
FC	Fraser Companies Limited	NB
FMCC	Ford Motor Company of Canada Limited	Ont
GCM	Gaspé Copper Mines Limited	Qué
GCOS	Great Canadian Oil Sands Limited	Alta
GELW	Gananoque Electric Light and Water Supply Co. Ltd.	Ont
GLPAC	Great Lakes Paper Company	Ont
GLPC	Great Lakes Power Corporation Limited	Ont
GM	Granduc Mines Limited	BC
GPC	Gulf Power Company	Qué
GPP	Gaspesia Pulp and Paper Company Limited	Qué
GTR	Goodyear Tire and Rubber Company Limited	Ont
HBMS	Hudson Bay Mining and Smelting Company Limited	Sask
HCL	Huronian Company Limited	Ont
HEPCO	Hydro-Electric Commission of Ontario	Ont
HJP	Hart Jaune Power Company	Qué
HLC	Hillcrest Lumber Company Limited	BC
HQ	Quebec Hydro-Electric Commission	Qué
HSL	Hazelton Sawmills Limited	BC
HWS	Hiram Walker and Sons Limited	Ont
INCO	International Nickel Company of Canada Limited	Man
IOC	Imperial Oil Limited	NS
IOCC	Iron Ore Company of Canada	Qué, Nfld
IPP	Irving Pulp and Paper Limited	NB
JIOC	Jedway Iron Ore Company Limited	BC
JMC	James MacLaren Company Limited	Qué
KC	Kalium Chemicals Limited	Sask
KHFP	Kicking Horse Forest Products Limited	BC
LMC	Lorraine Mining Company Limited	Qué
MBPP	Minas Basin Pulp and Power Company	NS
MBPR	MacMillan Bloedel and Powell River Limited	BC
ME	Municipality of Edmundston	NB
MEC	Maritime Electric Company Limited	PEI

SIGLE	PROPRIÉTAIRE	SITUATION
EBEC	E.B. Eddy Company	Ont., P. Q.
EFC	Elk Falls Company Limited	C.-B.
EFP	Eddy Forest Products Limited	Ont.
ELS	Eagle Lake Sawmills Company Limited	C.-B.
EM	Endako Mines Limited	C.-B.
EMR	Eldorado Mining and Refining Limited	T. du N.-O., Sask.
EN	Eldorado Nuclear Limited	Sask.
ERC	Electric Reduction Company	P. Q.
FC	Fraser Companies Limited	N.-B.
FMCC	Ford Motor Company of Canada Limited	Ont.
GCM	Gaspé Copper Mines Limited	P. Q.
GCOS	Great Canadian Oil Sands Limited	Alb.
GELW	Gananoque Electric Light and Water Supply Co. Ltd.	Ont.
GLPAC	Great Lakes Paper Company	Ont.
GLPC	Great Lakes Power Corporation Limited	Ont.
GM	Granduc Mines Limited	C.-B.
GPC	Gulf Power Company	P. Q.
GPP	Gaspesia Pulp and Paper Company Limited	P. Q.
GTR	Goodyear Tire and Rubber Company Limited	Ont.
HBMS	Hudson Bay Mining and Smelting Company Limited	Sask.
HCL	Huronian Company Limited	Ont.
HEPCO	Hydro-Electric Power Commission of Ontario	Ont.
HJP	Hart Jaune Power Company	P. Q.
HLC	Hillcrest Lumber Company Limited	C.-B.
HQ	Commission hydro-électrique de Québec	P. Q.
HSL	Hazelton Sawmills Limited	C.-B.
HWS	Hiram Walker and Sons Limited	Ont.
INCO	International Nickel Company of Canada Limited	Man.
IOC	Imperial Oil Limited	N.-É.
IOCC	Iron Ore Company of Canada	P. Q., T.-N.
IPP	Irving Pulp and Paper Limited	N.-B.
JIOC	Jedway Iron Ore Company Limited	C.-B.
JMC	James MacLaren Company Limited	P. Q.
KC	Kalium Chemicals Limited	Sask.
KHFP	Kicking Horse Forest Products Limited	C.-B.
LMC	Lorraine Mining Company Limited	P. Q.
MBPP	Minas Basin Pulp and Power Company	N.-É.
MBPR	MacMillan Bloedel and Powell River Limited	C.-B.
ME	Municipalité d'Edmundston	N.-B.
MEC	Maritime Electric Company Limited	I. P.-É.

CODE	OWNER	LOCATION
MFLC	McFadden Lumber Co. (Domtar)	Ont
MH	Manitoba Hydro	Man
MJ	Municipality of Jonquière	Qué
MNBP	Main and New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	NB
MP	Manicouagan Power Company	Qué
MQPC	MacLaren-Québec Power Company	Qué
MS	Municipality of Summerside	PEI
MSC	Manitoba Sugar Company Limited	Man
NBEPC	New Brunswick Electric Power Commission	NB
NBIPC	New Brunswick International Paper Company Limited	NB
NCPC	Northern Canada Power Commission	YT, NWT
NF	Newfoundland Fluorspar Limited	Nfld
NHB	National Harbours Board, Government of Canada	Man
NLPC	Newfoundland Light and Power Co. Limited	Nfld
NM	Noranda Mines Limited	Qué
NP	Northwood Pulp Company	BC
NPC	Newfoundland and Labrador Power Commission	Nfld
NSLPC	Nova Scotia Light and Power Company Limited	NS
NSP	Nova Scotia Pulp Limited	NS
NSPC	Nova Scotia Power Commission	NS
NU	Northland Utilities Limited	Alta
NWPP	North Western Pulp and Power Limited	Alta
OFM	Ogilvie Flour Mills	Qué
OHEC	Ottawa Hydro-Electric Commission	Ont
OMPP	Ontario-Minnesota Pulp and Paper Company Limited	Ont
OPC	Ontario Paper Company	Ont
OVPC	Ottawa Valley Power Company	Qué
OWLP	Orillia Water Light and Power Commission	Ont
PCL	Price Company Limited	Qué
PC	Polymer Corporation	Ont
PELC	Pembroke Electric Light Company Limited	Qué, Ont
PHPC	Peterborough Hydraulic Power Company	Ont
PP	Pacific Petroleum Company Limited (now West Coast Transmission Company)	BC
PPP	Price (Nfld) Pulp and Paper Limited	Nfld
QCMC	Québec Cartier Mining Company	Qué
QNSPC	Québec-North Shore Paper Company	Qué
RC	Rayonier Canada (BC) Limited	BC
REC	Romaine Electric Company Limited	Qué
SAPC	Saguenay Power Company	Qué
SCC	Steel Company of Canada Limited	Ont
SFPPC	Spruce Falls Power and Paper Company	Ont
SGM	Sherritt-Gordon Mines Limited	Man, Alta
SMP	Scott Maritimes Pulp Limited	NS

SIGLE	PROPRIÉTAIRE	SITUATION
MFLC	McFadden Lumber Company (Domtar)	Ont.
MH	Manitoba Hydro	Man.
MJ	Municipalité de Jonquière	P. Q.
MNBP	Maine and New Brunswick Electric Power Co. Ltd.	N.-B.
MP	Manicouagan Power Company	P. Q.
MQPC	MacLaren-Québec Power Company	P. Q.
MS	Municipalité de Summerside	I. P.-É.
MSC	Manitoba Sugar Company Limited	Man.
NBEPCC	New Brunswick Electric Power Commission	N.-B.
NBIPC	New Brunswick International Paper Company Limited	N.-B.
NCPC	Commission d'énergie du Nord Canadien	T. du Y., T. du N.-O.
NF	Newfoundland Fluorspar Limited	T.-N.
NHB	Conseil des ports nationaux, gouvernement du Canada	Man.
NLPC	Newfoundland Light and Power Company Limited	T.-N.
NM	Noranda Mines Limited	P. Q.
NP	Northwood Pulp Company	C.-B.
NPC	Newfoundland and Labrador Power Commission	T.-N.
NSLPC	Nova Scotia Light and Power Company Limited	N.-É.
NSP	Nova Scotia Pulp Limited	N.-É.
NSPC	Nova Scotia Power Commission	N.-É.
NU	Northland Utilities Limited	Alb.
NWPP	North Western Pulp and Power Limited	Alb.
OFM	Ogilvie Flour Mills	P. Q.
OHEC	Ottawa Hydro Electric Commission	Ont.
OMPP	Ontario-Minnesota Pulp and Paper Company Limited	Ont.
OPC	Ontario Paper Company	Ont.
OVPC	Ottawa Valley Power Company	P. Q.
OWLP	Orillia Water Light and Power Commission	Ont.
PCL	Price Company Limited	P. Q.
PC	Polymer Corporation	Ont.
PELC	Pembroke Electric Light Company Limited	P. Q., Ont.
PHPC	Peterborough Hydraulic Power Company	Ont.
PP	Pacific Petroleum Company Limited (now West Coast Transmission Company)	C.-B.
PPP	Price (Nfld) Pulp and Paper Limited	T.-N.
QCMC	Québec Cartier Mining Company	P. Q.
QNSPC	Québec-North Shore Paper Company	P. Q.
RC	Rayonier Canada (BC) Limited	C.-B.
REC	Romaine Electric Company Limited	P. Q.
SAPC	Saguenay Power Company	P. Q.
SCC	Steel Company of Canada Limited	Ont.
SFPPC	Spruce Falls Power and Paper Company	Ont.
SGM	Sherritt-Gordon Mines Limited	Man., Alb.
SMP	Scott Maritimes Pulp Limited	N.-É.

CODE	OWNER	LOCATION
SMPC	Smelter Power Corporation	Qué
SMS	S. M. Simpson Limited	BC
SP	Strathcona Paper Company Limited	Ont
SPC	Saskatchewan Power Corporation	Sask
STLSA	St. Lawrence Seaway Authority	Ont
SYSCO	Sydney Steel Corporation	NS
TBPUC	Thunder Bay Public Utilities Commission	Ont
TCL	Tahsis Company Limited	BC
TCPC	Tilt Cove Power Corporation	Nfld
TFPC	Twin Falls Corporation Limited	Nfld
TPPC	Thurso Pulp and Paper Company	Qué
TU	Trent University	Ont
VRL	City of Rivière-du-Loup	Qué
VS	City of Sherbrooke	Qué
WC	Western Chemicals Limited	Alta
WCL	Weldwood of Canada Limited	BC
WCPC	West Coast Power Company Limited	Nfld
WFI	Western Forest Industries Limited	BC
WFM	Wesfrob Mines Limited	BC
WH	Winnipeg Hydro	Man
WKPL	West Kootenay Power and Light Company Limited	BC
WM	Western Mines Limited	BC
WML	Wabush Mines Limited	Nfld
YEC	Yukon Electrical Company Limited	YT
ZIM	Zeballos Iron Mines Limited	BC

SIGLE	PROPRIÉTAIRE	SITUATION
SMPC	Smelter Power Corporation	P. Q.
SMS	S. M. Simpson Limited	C.-B.
SP	Strathcona Paper Company Limited	Ont.
SPC	Saskatchewan Power Corporation	Sask.
STLSA	St. Lawrence Seaway Authority	Ont.
SYSCO	Sydney Steel Corporation	N.-É.
TBPUC	Thunder Bay Public Utilities Commission	Ont.
TCL	Tahsis Company Limited	C.-B.
TCPC	Tilt Cove Power Corporation	T.-N.
TFPC	Twin Falls Power Company Limited	T.-N.
TPPC	Thurso Pulp and Paper Company	P. Q.
TU	Trent University	Ont.
VRL	Ville de Rivière-du-Loup	P. Q.
VS	Ville de Sherbrooke	P. Q.
WC	Western Chemicals Limited	Alb.
WCL	Weldwood of Canada Limited	C.-B.
WCPC	West Coast Power Company Limited	T.-N.
WFI	Western Forest Industries Limited	C.-B.
WFM	Wesfrob Mines Limited	C.-B.
WH	Winnipeg Hydro	Man.
WKPL	West Kootenay Power and Light Company Limited	C.-B.
WM	Western Mines Limited	C.-B.
WML	Wabush Mines Limited	T.-N.
YEC	Yukon Electrical Company Limited	T. du Y.
ZIM	Zeballos Iron Mines Limited	C.-B.

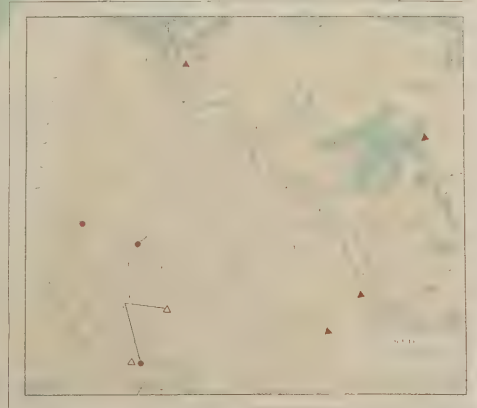
LEGEND

EXISTING	TRANSMISSION LINES	UNDER CONSTRUCTION
—	66 KV - 109 KV	---
—	200 KV - 299 KV	---
—	300 KV - 399 KV	---
—	400 KV AND OVER	---

GENERATING STATIONS

●	HYDRO-ELECTRIC	○	HYDRO-ELECTRIC
△	THERMAL-ELECTRIC	△	THERMAL-ELECTRIC

NOTE: ONLY STATIONS WITH TOTAL INSTALLED GENERATING CAPACITIES OF NOT LESS THAN 1500 KW ARE SHOWN



DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

CANADA

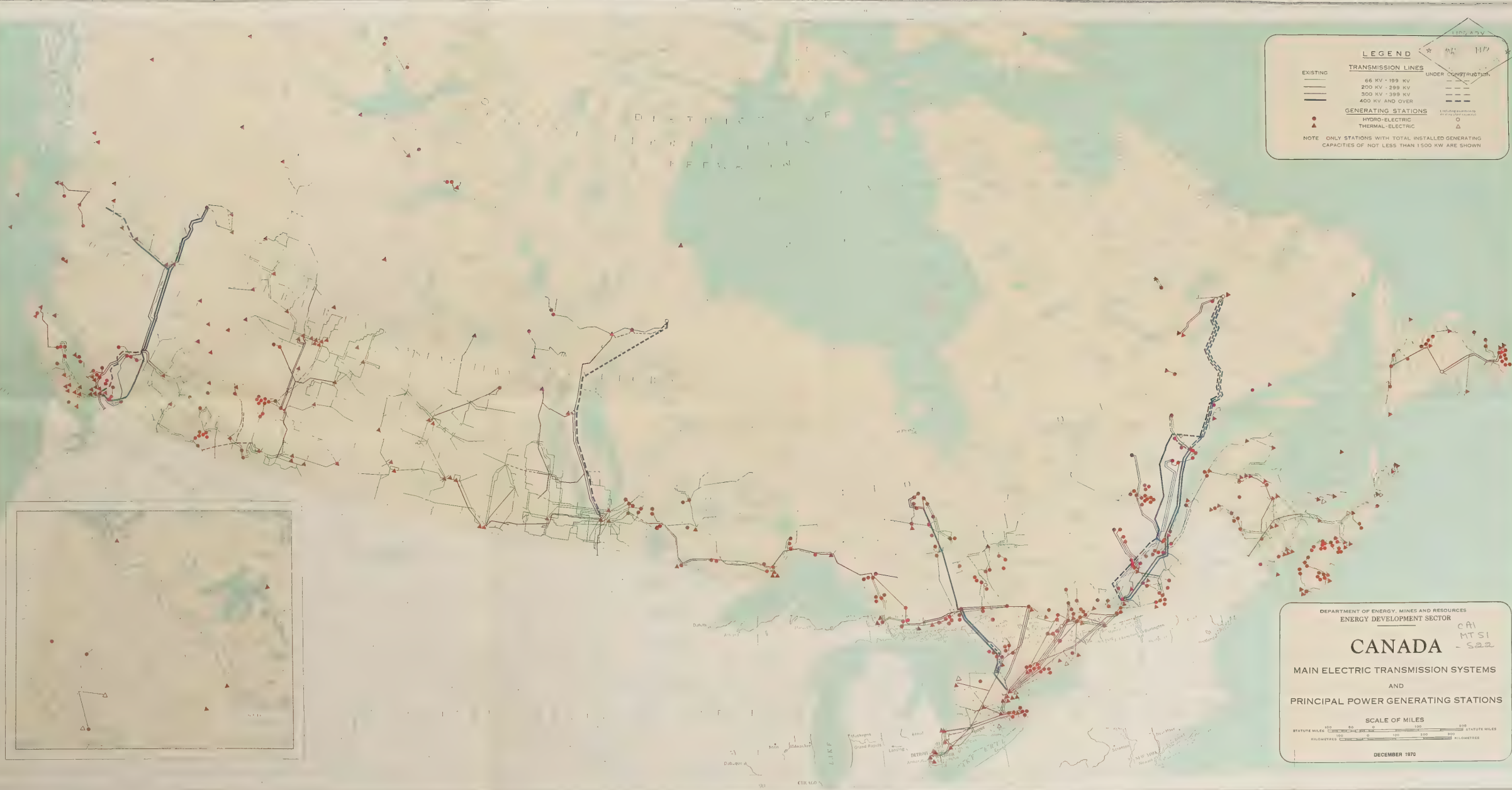
CAI
MTSI
- S22

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE OF MILES

STATUTE MILES 0 100 200 300
KILOMETRES 0 100 200 300

DECEMBER 1975





LÉGENDE

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

EXISTANTES	66 kV	199 kV	EN VOIE DE CONSTRUCTION
—	200 kV	299 kV	---
—	300 kV	399 kV	---
—	400 kV OU PLUS		---

CENTRALES

HYDRO - ÉLECTRIQUE  Indiquent l'emplacement de centrales à la puissance actuelle

THERMO - ÉLECTRIQUE  Indiquent l'emplacement de centrales à la puissance actuelle

NOTA: SEULES LES CENTRALES DONT LA PUISSANCE GLOBALE INSTALLÉE EST DE 1 500 kW AU MINIMUM, SONT INDICUÉES.

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA

PRINCIPAUX RÉSEAUX DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ECHELLE EN MILES

MILES TERRESTRES 0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000

MILES MARITIMES 0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000

DECEMBRE 1970



Energy Development
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND PETROLEUM
OTTAWA

Secteur de l'exploitation
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES PÉTROLE
OTTAWA

MT 51

S22

electric power in canada l'énergie électrique au canada



1971

electric power in canada

Energy Development Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
OTTAWA, CANADA

Secteur de l'exploitation de l'énergie
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
OTTAWA, CANADA

l'énergie électrique au canada

PREFACE

"Electric Power in Canada" is compiled and published by the Energy Development Sector of the Department of Energy, Mines and Resources. It presents an outline of the progress made during 1971 by Canada's electric utility industry in meeting the growing needs of its customers.

Plans for future development of electrical systems in Canada are reviewed and some comments are included on the increasing problems of meeting the growing demand for electrical energy in an economical and reliable manner and at the same time ensuring adequate protection of the environment.

Regular readers of this publication will notice substantial changes in this year's format. The narration portion has been expanded significantly to provide increased coverage of many items neglected in past years while, in an effort to avoid duplication of material published by Statistics Canada, some statistical data formerly presented has been omitted. The tabulation of existing generation facilities, for example, has been discontinued since this information is now published on an annual basis by Statistics Canada. A selected bibliography of various national and international electrical energy publications with a succinct summary of each appears at the end of this publication.

The Sector acknowledges with thanks the co-operation of electric utilities and of industrial companies with generating facilities, in providing the information on which this publication is based. Invaluable assistance has been given by Statistics Canada with whom close liaison is maintained in the collection of data.

PRÉFACE

«L'Énergie électrique au Canada» présente l'information recueillie par le Secteur de l'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Cet ouvrage expose dans ses grandes lignes le progrès accompli au cours de l'année 1971 par l'industrie des services publics d'électricité au Canada pour répondre à la demande croissante des consommateurs.

Il présente également les projets d'aménagement de réseaux électriques au Canada, ainsi que quelques observations sur les problèmes de plus en plus nombreux qu'il faut affronter pour répondre à la demande en énergie électrique d'une manière sûre et économique et apporter en même temps une protection adéquate au milieu naturel.

Les lecteurs habituels de cette publication ne seront pas sans remarquer les changements substantiels apportés cette année. La partie narrative a été sensiblement augmentée pour fournir plus de renseignements sur plusieurs sujets négligés dans le passé, tout en omettant des données statistiques présentées auparavant, pour ne pas répéter inutilement l'information publiée par Statistique Canada. Par exemple, les tableaux relatifs aux installations productrices existantes ont été supprimés parce que Statistique Canada publie maintenant cette information sur une base annuelle. À la fin de cette publication se trouve une bibliographie comprenant différents ouvrages nationaux et internationaux sur l'énergie électrique, accompagnée d'un bref résumé de chacun d'eux.

Le Secteur remercie les services publics et les entreprises industrielles qui produisent de l'électricité de l'avoir aidé à compiler les données qui ont servi à la rédaction de la présente publication. Il est aussi redevable à Statistique Canada avec qui il demeure en contact étroit pour la compilation des données.

The map inside the back cover shows main transmission systems and electric power generating stations in Canada.

A series of maps showing similar information in greater detail is available for the following regions:

1. British Columbia, Yukon Territory and Northwest Territories
2. Alberta, Saskatchewan and Manitoba
3. Ontario
4. Quebec
5. New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland

These maps are available from:

Electrical Energy Adviser
Energy Development Sector
Department of Energy, Mines & Resources
Ottawa, Ont.
K1A 0E4

Photographs were provided through the courtesy of the following organizations:

Alberta Power Limited
British Columbia Hydro and Power Authority
Calgary Power Limited
Gulf Power Company
Hydro-Electric Power Commission of Ontario
Manitoba Hydro
New Brunswick Electric Power Commission
Nova Scotia Power Commission
Quebec Hydro-Electric Commission
Saskatchewan Power Corporation

La carte au verso de la dernière couverture, montre les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales au Canada.

Une série de cartes donnant des renseignements identiques mais plus détaillés, est disponible, pour les régions suivantes:

1. Colombie-Britannique, Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest (Anglais)
2. Alberta, Saskatchewan et Manitoba (Anglais)
3. Ontario (Anglais)
4. Québec (Français et Anglais)
5. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve (Anglais)

Ces cartes peuvent être obtenues du:

Conseiller en énergie électrique
Secteur de l'exploitation de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Les photographies ont été gracieusement fournies par les organismes énumérés ci-dessous:

Alberta Power Limited
British Columbia Hydro and Power Authority
Calgary Power Limited
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Commission hydro-électrique de Québec
Gulf Power Company
Hydro-Electric Power Commission of Ontario
Manitoba Hydro
Nova Scotia Power Commission
Saskatchewan Power Corporation

TABLE OF CONTENTS

PROGRESS IN 1971 AND FUTURE PROSPECTS

Progress in 1971	3
Plans for Future Expansion	11
Summary and Future Prospects	14
Highlights by Province	
Newfoundland and Labrador	18
Prince Edward Island	21
Nova Scotia	21
New Brunswick	23
Quebec	25
Ontario	28
Manitoba	30
Saskatchewan	32
Alberta	34
British Columbia	36
Yukon Territory	38
Northwest Territories	38

DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER IN CANADA

Historical Summary	43
Utilization	47
Industry Structure	56
Electrical Energy Sources	58
Environment	65
Reliability	71
Interconnections	73
Objectives	74
Research	75

TABULAR SUMMARY	81
-----------------------	----

MAP OF CANADA (showing main electric transmission systems and principal power generating stations) *inside back cover*

TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS EN 1971 ET PERSPECTIVE D'AVENIR

Progrès accomplis en 1971	3
Projets d'expansion	11
Sommaire et perspectives d'avenir	14
Revue par province	
Terre-Neuve et Labrador	18
Île-du-Prince-Édouard	21
Nouvelle-Écosse	21
Nouveau-Brunswick	23
Québec	25
Ontario	28
Manitoba	30
Saskatchewan	32
Alberta	34
Colombie-Britannique	36
Territoire du Yukon	38
Territoire du Nord-Ouest	38

EXPANSION DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES AU CANADA

Bref historique	43
Utilisation de l'énergie électrique	47
Structure de l'industrie	56
Sources d'énergie électrique	58
L'environnement	65
Fiabilité	71
Interconnexions	73
Objectifs	74
Recherche	75

TABLEAUX SOMMAIRES 81

CARTE DU CANADA (montrant les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales) *au verso de la dernière couverture*

progress in
1971

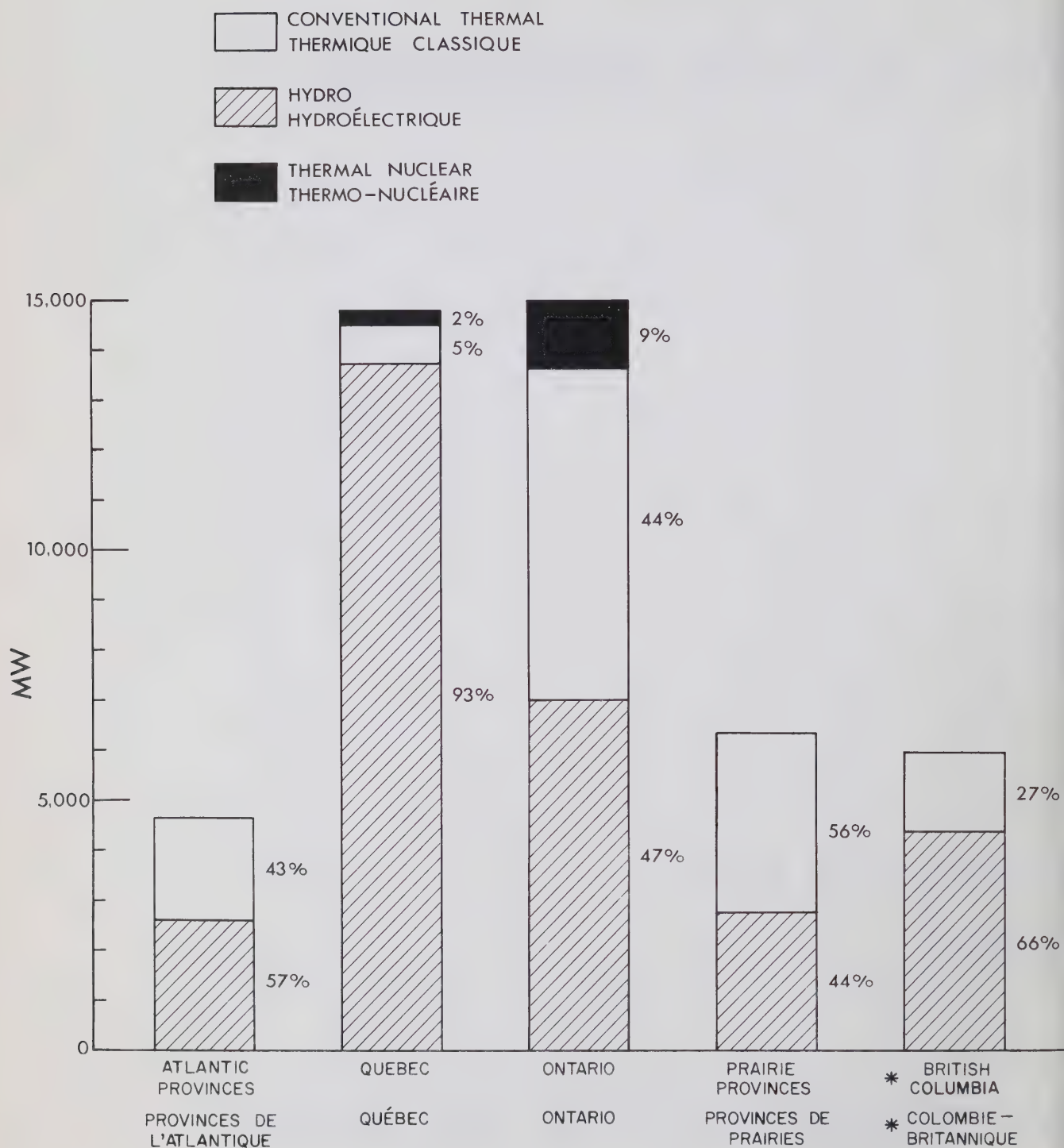
and future prospects

progrès en
1971

et perspectives d'avenir

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA BY REGION -1971-

PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA PAR RÉGION -1971-



PROGRESS IN 1971

Net additions to electrical generating capacity in 1971 of 3,862 MW raised Canada's total installed capacity by 9.0% to 46,678 MW. Reversing the 1970 growth pattern where thermal additions predominated, hydro-electric capacity accounted for 2,308 MW or nearly 60% of all 1971 installations. The 1,554 MW of thermal capacity added provided only 40% of the 1971 total compared to 1,810 MW or 59% of the total in the previous year. With the installation of the first two 540 MW units at Ontario Hydro's Pickering Station and the commissioning of the 250 MW Gentilly Station by Atomic Energy of Canada Ltd. and Hydro-Quebec during the year, the country's nuclear generating capability rose an unprecedented 554% to 1,570 MW (from 240 MW in 1970). In fact, nuclear additions provided more than 85% of the overall thermal electric installations made in 1971. As of December 31, 1971, total installed capacity was approximately 66% hydro-electric, 31% conventional thermal and 3% thermal nuclear.

Control centre for Hydro Quebec's Outardes 4 Station.

Centre de commande de la centrale Outardes 4 de l'Hydro-Québec.

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1971

La capacité de production a augmenté de façon substantielle en 1971, soit de 3,862 MW (9.0%), portant la puissance totale installée à 46,678 MW au Canada. La tendance de l'année précédente, alors que l'augmentation de la production thermique prédominait, a été inversée, et les centrales hydrauliques ont assuré près de 60% de l'augmentation, soit 2,308 MW. L'augmentation de 1,554 MW provenant des centrales thermiques ne constitue que 40% de l'augmentation totale en 1971, alors que l'année précédente les 1,810 MW d'augmentation dont elles étaient responsables constituaient 59% de l'augmentation totale. Avec l'installation des deux premiers groupes d'une puissance totale de 1,080 MW à la station Pickering de l'Ontario Hydro et l'entrée en service de la centrale de Gentilly d'une puissance de 250 MW, de l'Hydro-Québec, la puissance installée en énergie nucléaire du pays s'est accrue de 554%, soit de 1,570 MW (contre 240 MW en 1970). En fait, l'augmentation en énergie nucléaire est responsable de plus de 85% de toute l'installation en énergie électrique d'origine thermique qui s'est faite en 1971. Ainsi, au 31 décembre 1971, la puissance globale installée s'établissait à peu près comme suit: 66% hydro-électrique, 31% thermique classique et 3% nucléaire.



INSTALLED GENERATING CAPACITY – 1971 (MW)

PROVINCE/TERRITORY	STEAM		INTERNAL COMBUSTION	GAS TURBINE	TOTAL THERMAL	HYDRO	TOTAL
	CONVENTIONAL	NUCLEAR					
Newfoundland & Labrador	347	—	54	28	429	1,925	2,354
Prince Edward Island	71	—	7	15	93	—	93
Nova Scotia	775	—	8	25	808	162	970
New Brunswick	619	—	8	25	652	570	1,222
Quebec	676	250	56	36	1,018	13,766	14,784
Ontario	6,288	1,320	34	342	7,984	7,010	14,994
Manitoba	423	—	24	28	475	1,625	2,100
Saskatchewan	836	—	41	89	966	567	1,533
Alberta	1,821	—	41	201	2,063	616	2,679
British Columbia	1,159	—	144	195	1,498	4,299	5,797
Yukon	—	—	34	—	34	26	60
Northwest Territories	1	—	54	2	57	35	92
TOTAL	13,016	1,570	505	986	16,077	30,601	46,678
NET ADDITIONS 1971	153	1,330	—2	73	1,554	2,308	3,862
Percentage Increase Over 1970	1.2	554.2	—0.4	8.0	10.7	8.2	9.0

GROWTH PATTERN (MW)

	Hydro	Thermal	Total
Net additions 1971	2,308	1,554	3,862
Total at December 31, 1971	30,601	16,077	46,678
Planned 1972	1,900	1,905	3,805
Est. total at December 31, 1972	32,501	17,982	50,483
Planned after 1972	7,864	10,832	18,696
Est. total with planned additions	40,365	28,814	69,179

PUISSANCE INSTALLÉE – 1971 (MW)

PROVINCE/TERRITOIRE	VAPEUR		COMBUSTION INTERNE	TURBINE À GAZ	TOTAL DE LA PUISSANCE THERMIQUE	PUISSANCE HYDRAU- LIQUE	TOTAL
	DE TYPE CLASSIQUE	NUCLÉAIRE					
Terre-Neuve et Labrador	347		54	28	429	1,925	2,354
Île-du-Prince-Édouard	71		7	15	93	—	93
Nouvelle-Écosse	775		8	25	808	162	970
Nouveau-Brunswick	619		8	25	652	570	1,222
Québec	676	250	56	36	1,018	13,766	14,784
Ontario	6,288	1,320	34	342	7,984	7,010	14,994
Manitoba	423		24	28	475	1,625	2,100
Saskatchewan	836		41	89	966	567	1,533
Alberta	1,821		41	201	2,063	616	2,679
Colombie-Britannique	1,159		144	195	1,498	4,299	5,797
Yukon	—		34	—	34	26	60
Territoires du Nord-Ouest	1		54	2	57	35	92
TOTAL	13,016	1,570	505	986	16,077	30,601	46,678
AUGMENTATION NETTE EN 1971	153	1,330	-1	72	1,554	2,308	3,862
Pourcentage de l'augmentation par rapport à 1970	1.2	554.2	-0.2	7.9	10.7	8.2	9.0

ACCROISSEMENT DE LA PUISSANCE INSTALLÉE (MW)

	Puissance hydraulique	Puissance thermique	Total
Augmentation nette en 1971	2,308	1,554	3,862
total au 31 décembre 1971	30,601	16,077	46,678
Augmentation prévue en 1972	1,900	1,905	3,805
total estimatif au			
31 décembre 1972	32,501	17,982	50,483
Augmentation prévue au-delà de 1972	7,864	10,832	18,696
total estimatif avec les augmentations prévues	40,365	28,814	69,179

The trend to larger unit sizes which has been evident in the past few years, continued in 1971. Of the 1,554 MW of thermal capacity installed, 1,480 MW or 95% was contributed by units of 150 MW or greater. In hydro-electric additions, where size is largely affected by hydraulic conditions, there were 1,812 MW or nearly 80% in units of the 150 MW or greater size range.

Although the 4,500 MW of new capacity predicted to be placed into service during 1971 were not attained, the 3,862 MW which were installed established an all time high for capacity additions in a single year. The previous record of 3,840 MW was set in 1969. In 1970 less than 3,100 MW of new generating capacity were added.

Electrical energy generated in Canada in 1971 increased by 5.6% to 215,064 GWh (million kilowatt-hours). Exports of energy to the United States rose appreciably (almost 25% over 1970) to 6,986 GWh or slightly more than 3% of total generation. With 3,249 GWh of energy being imported from the U.S., net exports at year end stood at 3,737 GWh (56% above the 1970 net export). The actual growth of primary and secondary energy supplied within Canada, therefore, was up only 5.0% to 211,327 GWh, substantially below the 6.7% average growth rate for the 1961-1971 period.

In 1971, energy generation from thermal units continued to show the more substantial increase — 15.2%, compared with a modest 2.6% rise in hydro generation. A significant rise was experienced in steam generation, both nuclear (312%) and conventional (10%), while there was a considerable decrease in internal combustion (-5%) and gas turbine (-29%) generation. The share of total energy supplied by hydro-electric facilities fell from 76.7% (156,276 GWh) in 1970 to 74.6% (160,412 GWh) in 1971.

The portion of energy generated by electric utilities during the year was approximately 85%, up from about 84% in 1970. As is explained in the "INDUSTRY STRUCTURE" section such a growth pattern will likely continue. The only provinces where industrial generation still plays a significant role are in British Columbia and Quebec with 41% and 21% respectively, of the provinces' total electricity being generated by industry. In Manitoba and Prince Edward Island all major generation comes from electric utilities.

La tendance à employer des groupes plus puissants, évidente depuis quelques années, s'est poursuivie en 1971. Les groupes de 150 MW ou plus sont responsables de 1,480 MW en puissance installée, soit 95% des 1,554 MW installés en 1971. Pour ce qui est des installations hydro-électriques, dont la puissance est largement tributaire des conditions hydrauliques, les groupes de 150 MW ou plus sont responsables de l'augmentation de 1,812 MW, soit près de 80% du total fourni par ce type d'énergie en 1971.

Quoique l'installation prévue de 4,500 MW en 1971 n'a pas été atteinte, les 3,862 MW qui ont été installés représentent, pour une année, un sommet sans précédent. Le maximum précédent était de 3,840 MW établi en 1969. En 1970, l'augmentation a été moins de 3,100 MW.

La production d'énergie électrique au Canada en 1971 a augmenté de 5.6%, atteignant 215,064 GWh (millions de kilowatts-heures). L'exportation d'énergie aux États-Unis s'est sensiblement accrue (de presque 25% sur 1970) pour atteindre 6,986 GWh, soit légèrement plus que 3% de la production globale. Étant donné que 3,249 GWh ont été importés des États-Unis, l'exportation nette à la fin de l'année était de 3,737 GWh (56% de plus que l'exportation nette de 1970). La hausse réelle de la quantité d'énergie primaire fournie au Canada n'a donc pas dépassé 5.0% pour atteindre 211,327 GWh. Ce taux d'accroissement de 5.0% est sensiblement inférieur au taux moyen de croissance de 6.7% pour la période de 1961 à 1971.

La production d'énergie à partir de groupes thermiques en 1971 a encore enregistré le plus fort accroissement, soit 15.2% comparativement à 2.6% pour l'énergie hydro-électrique. On remarque une augmentation significative dans la production d'énergie par vapeur d'eau soit dans les centrales nucléaires (312%), ou de type classique (10%), tandis qu'il y a eu une baisse considérable dans la production par combustion interne (-5%) et par turbine à gaz (-29%). La part d'énergie totale produite par les installations hydro-électriques est tombée de 76.7% (156,276 GWh), en 1970 à 74.6% (160,412 GWh) en 1971.

La part d'énergie produite par les services publics d'électricité pendant l'année a été d'environ 85%, alors qu'elle était de 84% en 1970. Comme il est expliqué dans la section intitulée «STRUCTURE DE L'INDUSTRIE», un tel processus de croissance est vraisemblablement appelé à se poursuivre. Les seules provinces où la production d'électricité par l'industrie joue encore un rôle significatif sont la Colombie-Britannique et le Québec, avec respectivement 41% et 21% de l'électricité totale produite dans ces provinces.

TRANSFER OF ELECTRICAL ENERGY BETWEEN
CANADA AND THE UNITED STATES

	1970		1971	
	GWh	%	GWh	%
Total Energy Generated in Canada	203,714	100	215,064	100
Energy Imported from the U.S.				
Firm	3		3	
Secondary	3,191		3,246	
Total	3,194	1.57	3,249	1.51
Energy Exported to the U.S.				
Firm	1,020		1,859	
Secondary	4,577		5,127	
Total	5,597	2.75	6,986	3.25
Total Energy Available within Canada	201,311	98.82	211,327	98.26

*1971 Electric Power Statistics: Volume 1 – Statistics Canada.

ÉCHANGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ENTRE
LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS

	1970		1971	
	GWh	%	GWh	%
Total de l'énergie produite au Canada	203,714	100	215,064	100
Énergie importée des É.-U.				
Primaire	3		3	
Secondaire	3,191		3,246	
Total	3,194	1.57	3,249	1.51
Énergie exportée aux É.-U.				
Primaire	1,020		1,859	
Secondaire	4,577		5,127	
Total	5,597	2.75	6,986	3.25
Énergie totale disponible au Canada	201,311	98.82	211,327	98.26

NET ENERGY GENERATION – 1971* (GWh)

PROVINCE/TERRITORY	STEAM		INTERNAL COMBUSTION	, GAS TURBINE	TOTAL THERMAL	HYDRO	TOTAL
	CONVEN- TIONAL	NUCLEAR					
Newfoundland & Labrador	245	—	27	—	272	4,722	4,994
Prince Edward Island	272	—	2	—	274	—	274
Nova Scotia	3,296	—	—	6	3,302	784	4,086
New Brunswick	3,568	—	7	—	3,575	2,058	5,633
Quebec	688	96	52	—	836	75,252	76,088
Ontario	26,390	3,892	25	115	30,422	38,041	68,463
Manitoba	562	—	37	—	599	9,122	9,721
Saskatchewan	3,236	—	114	118	3,468	2,568	6,036
Alberta	9,368	—	57	361	9,786	1,201	10,987
British Columbia	1,853	—	178	—11**	2,020	26,260	28,280
Yukon	—	—	47	—	47	191	238
Northwest Territories	3	—	48	—	51	213	264
TOTAL	49,481	3,988	594	589	54,652	160,412	215,064
Increase Over 1970	4,465	3,019	—28	—242	7,214	4,136	11,350
Percentage Increase Over 1970	9.9	311.6	—4.5	—29.1	15.2	2.6	5.6

*Includes all generation in Canada, exclusive of station service, for firms which generate over 20 GWh per year.
(1971 Electric Power Statistics: Volume 1 — Statistics Canada).

**Represents losses in synchronous condenser operations.

PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE -- 1971* (GWh)

PROVINCE/TERRITOIRE	VAPEUR				TOTAL DE LA PRODUCTION THERMIQUE	PRODUCTION HYDRAULIQUE	TOTAL
	DE TYPE CLASSIQUE	NUCLÉAIRE	COMBUSTION INTERNE	TURBINE À GAZ			
Terre-Neuve et Labrador	245		27	—	272	4,722	4,994
Île-du-Prince-Édouard	272		2	—	274		274
Nouvelle-Écosse	3,296		—	6	3,302	784	4,086
Nouveau-Brunswick	3,568		7	—	3,575	2,058	5,633
Québec	688	96	52	—	836	75,252	76,088
Ontario	26,390	3,892	25	115	30,422	38,041	68,463
Manitoba	562		37	—	599	9,122	9,721
Saskatchewan	3,236		144	118	3,468	2,568	6,036
Alberta	9,368		57	361	9,786	1,201	10,987
Colombie-Britannique	1,853		178	-11**	2,020	26,260	28,280
Yukon			47		47	191	238
Territoires du Nord-Ouest	3		48	—	51	213	264
TOTAL	49,481	3,988	594	589	54,652	160,412	215,064
Augmentation par rapport à 1970	4,465	3,019	-28	-242	7,214	4,136	11,350
Pourcentage d'augmentation par rapport à 1970	9.9	311.6	-4.5	-29.1	15.2	2.6	5.6

*Comprend toute la production au Canada des sociétés qui produisent plus de 20 GWh par année, sans compter l'énergie consommée par la centrale.

(1971 Données statistiques sur l'énergie électrique: Volume 1 — Statistique Canada).

**Représente les pertes attribuables au fonctionnement des condensateurs synchrones.

1971 ELECTRICAL GENERATION BY SOURCE – UTILITIES AND INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS*

PROVINCE/TERRITORY	TOTAL GENERATION (GWh)	UTILITY GENERATION HYDRO (%)	UTILITY GENERATION THERMAL (%)	INDUSTRIAL GENERATION HYDRO (%)	INDUSTRIAL GENERATION THERMAL (%)
Newfoundland & Labrador	4,994	87	6	7	**
Prince Edward Island	274	—	100	—	—
Nova Scotia	4,086	20	74	1	5
New Brunswick	5,633	35	55	1	9
Quebec	76,088	78	1	20	1
Ontario	68,463	53	43***	2	2
Manitoba	9,721	94	6	—	—
Saskatchewan	6,036	42	55	1	2
Alberta	10,987	11	83	—	6
British Columbia	28,280	57	2	36	5
Yukon	238	80	9	—	11
Northwest Territories	264	80	19	1	—
TOTAL	215,064	62	23	13	2

*Includes all generation in Canada, exclusive of station service, for firms which generate over 20 GWh per year. (1971 Electric Power Statistics: Volume 1 – Statistics Canada).

**Negligible

***Thermal nuclear generation represents more than 13% of Ontario's thermal generation by utilities.

SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN 1971 SERVICES ET INDUSTRIE PRIVÉE*

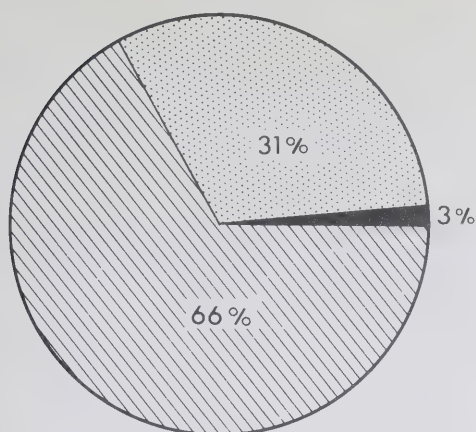
PROVINCE/TERRITOIRE	PRODUCTION TOTALE (GWh)	PRODUCTION SERVICES HYDRAULIQUE (%)	PRODUCTION SERVICES THERMIQUE (%)	PRODUCTION INDUSTRIE HYDRAULIQUE (%)	PRODUCTION INDUSTRIE THERMIQUE (%)
Terre-Neuve et Labrador	4,994	87	6	7	**
Île-du-Prince-Édouard	274	—	100	—	—
Nouvelle-Écosse	4,086	20	74	1	5
Nouveau-Brunswick	5,633	35	55	1	9
Québec	76,088	78	1	20	1
Ontario	68,463	53	43***	2	2
Manitoba	9,721	94	6	—	—
Saskatchewan	6,036	42	55	1	2
Alberta	10,987	11	83	—	6
Colombie-Britannique	28,280	57	2	36	5
Yukon	238	80	9	—	11
Territoire du Nord-Ouest	264	80	19	1	—
TOTAL	215,064	62	23	13	2

*Comprend toute la production au Canada des sociétés qui produisent plus de 20 GWh par année, sans compter l'énergie consommée par la centrale. (1971 Données statistiques sur l'énergie électrique: Volume 1 – Statistique Canada).

**Quantité négligeable.

***L'électricité d'origine nucléaire constitue plus de 13 p. 100 de la production des centrales thermiques des services de l'Ontario.

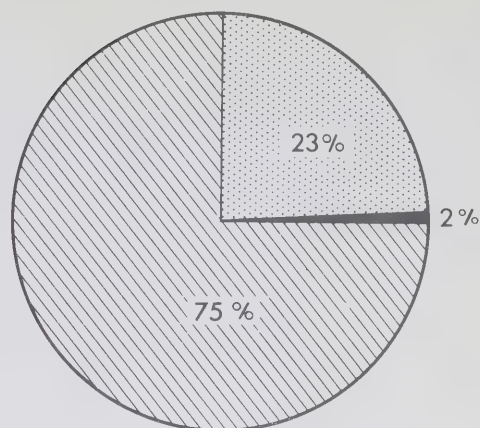
INSTALLED GENERATING CAPACITY



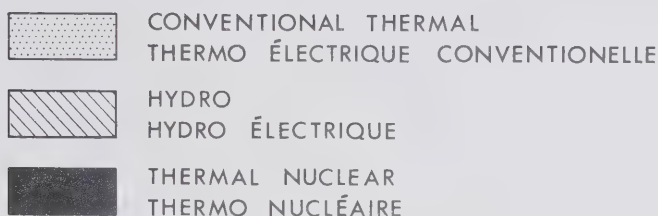
PUISSANCE INSTALLÉE

NET ENERGY GENERATION

1971



PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE



PLANS FOR FUTURE EXPANSION

Canada's generating capacity will be expanded substantially in 1972 with an additional 3,805 MW scheduled to be placed into service. Although the forecasted 1972 additions are approximately equal to the 1971 record, significant variations in year to year additions are not uncommon. Such variations usually reflect timing of construction progress rather than any general increase or decrease in expansion plans. The predicted 1972 increase is divided almost evenly between hydro and thermal capacity.

With 1,563 MW of thermal capacity committed for initial service during 1972, Ontario will provide 82% of the country's thermal additions and 41% of total additions. Two additional 475 MW units expected to be placed on line at Churchill Falls in Labrador will account for 50% of 1972 hydro-electric installations while additions to the British Columbia system will provide another 504 MW or about 27% of the total. More moderate additions, including both hydro and thermal units, are planned during 1972 in most other provinces except Quebec, Prince Edward Island and the Yukon Territory where no major additions are forecast.

PROJETS D'EXPANSION

La capacité de production du Canada va s'accroître de façon substantielle en 1972; on prévoit la mise en service de 3,805 MW additionnels. Bien que l'augmentation prévue pour 1972 soit à peu près égale à celle de 1971, des variations importantes d'une année à l'autre ne sont pas rares. Ces variations reflètent ordinairement l'arrivée à terme des programmes de construction plutôt que l'accélération ou le ralentissement de l'expansion. La hausse prévue pour 1972 sera répartie à peu près également entre la capacité thermique et hydro-électrique.

On prévoit que l'Ontario augmentera sa production thermique en 1972 de 1,563 MW, ce qui constituera 82% de l'augmentation d'énergie électrique d'origine thermique au pays et 41% de l'augmentation totale d'énergie. Deux nouveaux groupes de 475 MW aux chutes Churchill Falls au Labrador dont on prévoit la mise en service produiront 50% de l'augmentation de l'énergie hydraulique en 1972, alors que le système de la Colombie-Britannique augmentera sa production de 504 MW, soit environ 27% du total. Des additions plus modestes aux groupes hydrauliques et thermiques sont prévues pour 1972 dans la plupart des autres provinces.



Total committed generation expansion beyond 1972, which includes units for service up to 1978, will add 18,696 MW to Canada's generating capacity. This represents an increase of 37% over the expected installed capacity at the end of 1972. Actual additions will likely exceed this total since not all installations to 1978 have been firmly committed. No allowance is made in these estimates for retirement of older plants but these normally have a very minor effect since they are related to the scale of system growth 30 years or more ago. Of the announced additions (including 1972 plans) thermal units account for nearly 57% (12,737 MW) of the new capacity. Upon completion of these projected plans, thermal generation will have grown from 34% to 42% of total installed capacity.

The major portion (48%) of new capacity to be installed over the 1972-1978 period will be in the Province of Ontario where plans call for 10,733 MW, of which, more than 99% (10,646 MW) will be thermal electric. These thermal additions account for nearly 84% of the country's total thermal installations forecast over the period. Extensive expansion of thermal facilities will also be made to the power systems in New Brunswick and Alberta in future years. The Churchill Falls complex in Labrador will provide about 44% (4,275 MW) of total hydro-electric additions to 1977 with lesser but significant additions to be made in British Columbia (2,971 MW), Quebec (1,213 MW) and Manitoba (1,010 MW).

Thermal unit sizes and station sizes will continue to increase over the next few years with eighteen units of 500 MW and larger providing 10,575 MW or 83% of planned thermal expansion after 1971. One third of the units and 40% of the capacity will be nuclear fueled. A similar increase in the size of hydro-electric units cannot be assumed in the future since their size is influenced by head and flow as well as by consideration of system size.

The 4,000 MW Nanticoke Station being constructed on the shore of Lake Erie will, upon completion in 1976, be Canada's largest thermal generating station.

Lorsqu'elle sera terminée en 1976, la centrale Nanticoke de 4,000 MW située sur les rives du lac Érié sera la plus grande centrale thermique du Canada.

sauf au Québec, dans l'Île-du-Prince-Édouard et au Yukon où aucune augmentation importante n'est prévue.

L'augmentation de la production totale prévue pour les années au-delà de 1972, y compris les groupes devant être mis en service jusqu'en 1978, permettra d'ajouter 18,696 MW à la puissance installée au Canada, ce qui représente une hausse de 37% comparativement à la puissance installée prévue pour la fin de 1972. L'augmentation réelle dépassera probablement ce chiffre, étant donné que toutes les installations nouvelles prévues jusqu'en 1978 n'ont pas encore été définitivement décidées. Ces estimations ne tiennent pas compte du retrait d'anciennes centrales, mais ce facteur est de faible importance puisqu'il se rapporte à l'échelle de croissance des réseaux d'il y a trente ans ou plus. Quant aux additions annoncées (y compris les projets pour 1972) les groupes thermiques représentent près de 57% (12,737 MW) de la nouvelle capacité de production. Lorsque ces projets auront été complétés, la part de l'énergie électrique d'origine thermique dans la production totale sera passée de 34% à 42% de la puissance installée.

La majeure partie (48%) de la nouvelle capacité de production de la période 1972-1978 appartiendra à la province d'Ontario où des projets prévoient une augmentation de 10,733 MW, dont plus de 99% seront d'origine thermique. Ces additions comptent pour près de 84% de la totalité des installations thermiques du pays prévues pour cette période. Les réseaux du Nouveau-Brunswick et de l'Alberta seront aussi touchés par une expansion considérable des installations thermiques au cours des prochaines années. Le complexe des chutes Churchill au Labrador sera responsable d'environ 44% (4,275 MW) de l'augmentation totale en énergie hydraulique d'ici 1977, alors que des augmentations moindres mais significatives se produiront en Colombie-Britannique (2,971 MW), au Québec (1,213 MW) et au Manitoba (1,010 MW).

La dimension des groupes et des centrales thermiques continuera de croître au cours des prochaines années; dix-huit groupes de 500 MW et plus assureront 10,575 MW soit 83% de l'expansion prévue de capacité de production thermique après 1971. Un tiers des groupes utiliseront l'énergie nucléaire et assureront 40% de la puissance installée. Une hausse aussi importante de la puissance des centrales hydro-électriques ne peut être envisagée puisque leur dimension dépend de la hauteur de chute et du débit du cours d'eau ainsi que des impératifs de dimension du réseau.

GENERATING CAPACITY EXPANSION IN CANADA BY PROVINCE (MW)

PROVINCE/TERRITORY	Capacity Committed 1972			Capacity Committed After 1972			Total Capacity Committed 1972 and Later			Latest Date of Committed Unit
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	
Newfoundland & Labrador	950	—	950	3,325	—	3,325	4,275	—	4,275	1975
Prince Edward Island	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Nova Scotia	—	100	100	—	150	150	—	250	250	1973
New Brunswick	100	—	100	—	600	600	100	600	700	1976
Quebec	—	—	—	1,213	—	1,213	1,213	—	1,213	1976
Ontario	—	1,563	1,563	87	9,083	9,170	87	10,646	10,733	1978
Manitoba	238	—	238	772	—	772	1,010	—	1,010	1976
Saskatchewan	—	100	100	—	150	150	—	250	250	1973
Alberta	108	140	248	—	601	601	108	741	849	1975
British Columbia	504	—	504	2,467	248	2,715	2,971	248	3,219	1977
Yukon	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Northwest Territories	—	2	2	—	—	—	—	2	2	1972
CANADA	1,900	1,905	3,805	7,864	10,832	18,696	9,764	12,737	22,501	1978
Percentage	49.9	50.1	100.0	42.1	57.9	100.0	43.4	56.6	100.0	

SUMMARY AND FUTURE PROSPECTS

The electric utility growth rate in installed capacity has averaged over 6% per annum since 1915 and a similar growth is forecast for the next 20 years. The growth of electrical generating capacity has exceeded the increase in real gross national product and it is expected to continue this trend in the foreseeable future. In the 1950 to 1971 period, GNP increased by an average of 5.1% per year while generating capacity grew by 8.2%. For the period to 1975 a growth rate of 7.3% in installed generating capacity is expected in comparison with a forecast annual growth rate in GNP of 5.5% per annum. The demands of the electric utility industry for capital funds rose from \$1,610 million in 1970 to \$1,752 million in 1971, but as a percentage of total capital expenditure declined slightly from 9.05% to 8.85%. It is expected that utility capital investment will remain at approximately 9% of total capital expenditure for the next few years.

The industry, both in its manufacturing and utility aspects, has made commendable efforts over the years to reduce the cost of its product by improved design and

SOMMAIRE ET PERSPECTIVES D'AVENIR

La puissance installée des services d'électricité accusé un rythme d'expansion de 6% par année en moyenne depuis 1915, et l'on prévoit un rythme semblable pour les 20 prochaines années. L'augmentation de capacité de production a dépassé l'accroissement du produit national brut réel, et l'on pense que cette tendance se maintiendra au cours des prochaines années. Entre 1950 et 1971, le PNB a augmenté de 5.1% par année en moyenne, alors que la capacité de production d'électricité a augmenté de 8.2% par année. D'ici 1975, on prévoit un taux d'accroissement de 7.3% de la puissance installée par rapport au taux d'accroissement prévu de 5.5% par an pour le PNB. Les besoins de capitaux des services publics d'électricité, de 1,610 millions de dollars qu'ils étaient en 1970, sont passés à 1,752 millions en 1971, mais ont baissé légèrement de 9.05 à 8.85% du pourcentage des dépenses totales en immobilisation. On s'attend à ce que le capital engagé par les services publics d'électricité se maintienne à approximativement 9% des dépenses en immobilisation pour les quelques prochaines années.

AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION AU CANADA PAR PROVINCE (MW)

PROVINCE TERRITOIRE	Augmentation prévue pour 1972			Augmentation prévue après 1972			Augmentation totale prévue après 1971			Dernière année de prévision
	Production hydraulique	Production thermique	Total	Production hydraulique	Production thermique	Total	Production hydraulique	Production thermique	Total	
Terre-Neuve et Labrador	950	—	950	3,325	—	3,325	4,275	—	4,275	1975
Île-du-Prince-Édouard	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Nouvelle-Écosse	—	100	100	—	150	150	—	250	250	1973
Nouveau-Brunswick	100	—	100	—	600	600	100	600	700	1976
Québec	—	—	—	1,213	—	1,213	1,213	—	1,213	1976
Ontario	—	1,563	1,563	87	9,083	9,170	87	10,646	10,733	1978
Manitoba	238	—	238	772	—	772	1,010	—	1,010	1976
Saskatchewan	—	100	100	—	150	150	—	250	250	1973
Alberta	108	140	248	—	601	601	108	741	849	1975
Colombie-Britannique	504	—	504	2,467	248	2,715	2,971	248	3,219	1977
Yukon	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Territoire du Nord-Ouest	—	2	2	—	—	—	—	2	2	1972
CANADA	1,900	1,905	3,805	7,864	10,832	18,696	9,764	12,737	22,501	1978
Pourcentage	49.9	50.1	100.0	42.1	57.9	100.0	43.4	56.6	100.0	

operating practices and by taking advantage of the economies of scale. The significant portion of Canada's capital investment which the industry employs dictates a continuing effort to seek further improvement. This need is currently of special significance with the burden which high interest rates place on a capital intensive industry. Since some of the expansion choices lie between solutions which differ in their division of capital and operating costs, difficult decisions must be made to balance short range and long range cost objectives.

The approximate division of capital between the major elements of electric utility systems is as follows:

	%
Generation	48
Transmission	22
Distribution	23
Other	7

While economies of scale will continue to allow some unit savings in all of these investment areas, there will be strong pressures from higher equipment and

Cette industrie, tant au niveau de la fabrication que des services, a fait au cours des années de louables efforts pour abaisser le prix de son produit en améliorant ses techniques de construction et d'exploitation et en profitant des économies d'échelle réalisables. La proportion appréciable des investissements canadiens qu'utilise cette industrie exige un effort soutenu de perfectionnement. Cet effort est encore plus important étant donné le fardeau que représente le taux élevé actuel des intérêts pour une industrie de capital. Étant donné que certains des choix en matière d'expansion offrent des différences quant aux frais d'établissement et aux frais d'exploitation, il y aura des décisions difficiles à prendre pour équilibrer les objectifs à long et à court terme en matière de coût.

La répartition approximative des investissements entre les principaux secteurs de l'industrie électrique est la suivante:

	%
Production	48
Transport	22
Distribution	23
Autres	7

INSTALLED GENERATING CAPACITY VS. GNP 1950-1971

YEAR	GENERATING CAPACITY (MW)	AVERAGE ANNUAL GROWTH (%)	GNP (Millions of Constant (1961) Dollars)	AVERAGE ANNUAL GROWTH (%)
1950*	8,934	8.5	23,809	5.5
1955*	13,417	11.4	31,079	4.1
1960	23,049	5.0	37,994	5.7
1965	29,348	7.8	50,149	5.0
1970	42,816	9.0	63,941	5.5
1971	46,678		67,449	

*The figures for 1950 and 1955 do not include stations generating for own use only.

PUISSANCE INSTALLÉE EN REGARD DU PNB DE 1950 À 1971

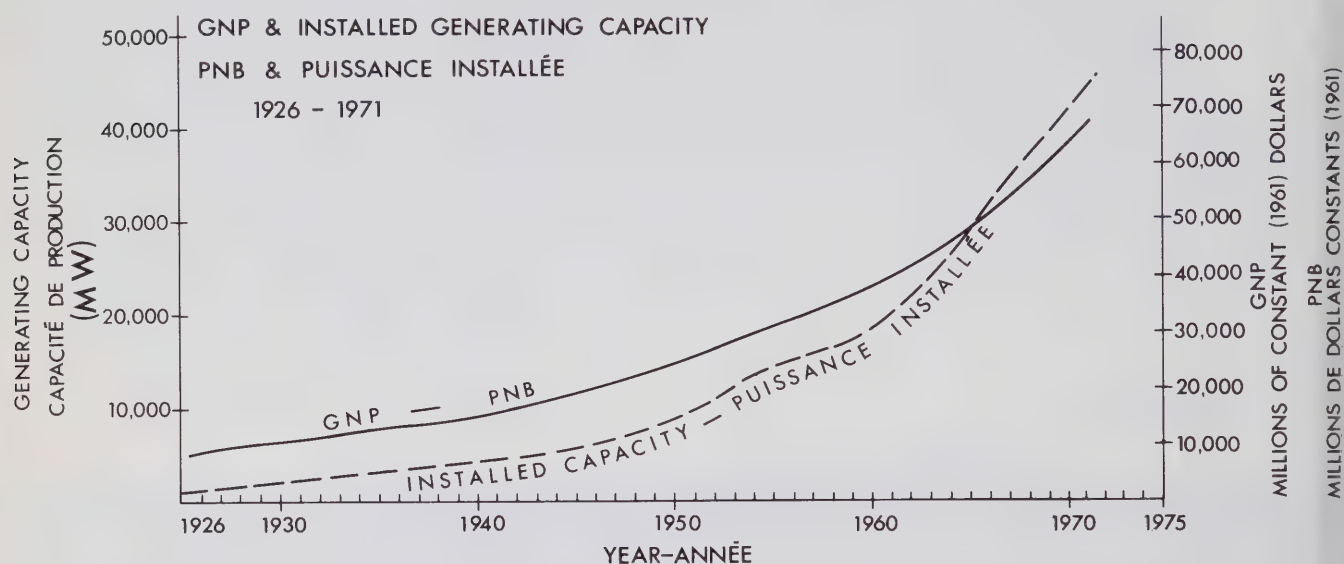
ANNÉE	(MW) CAPACITÉ DE PRODUCTION	TAUX ANNUEL MOYEN DE CROISSANCE (%)	PNB (Millions de dollars constants) 1961	TAUX ANNUEL DE CROISSANCE (%)
1950*	8,934	8.5	23,808	5.5
1955*	13,417	11.4	31,079	4.1
1960	23,049	5.0	37,994	5.7
1965	29,348	7.8	50,149	5.0
1970	42,816	9.0	63,941	5.5
1971	46,678		67,449	

*Les chiffres de 1950 et 1955 ne comprennent pas les centrales produisant uniquement pour leur propre usage.



material costs and from more stringent environmental standards to force costs upwards. The need to develop more distant hydro-electric sites and increasing restrictions on thermal plant siting will tend to increase the proportion of future utility investment in transmission systems. Restrictions on right of way availability and the need for improved appearance of transmission structures will put added pressure on the cost of this element. The demand for underground distribution systems is requiring larger investments in the distribution area of utility cost.

Même si les économies d'échelle permettaient de nouvelles réductions des coûts dans tous ces secteurs d'investissement, les coûts du matériel et de l'équipement et la protection de l'écologie exerceront de fortes pressions sur les prix. Le fait que les emplacements favorables à la production d'hydro-électricité soient de plus en plus éloignés et la multiplication des restrictions apportées à l'implantation des centrales thermiques auront tendance à augmenter la proportion des investissements futurs qui sera consacrée aux réseaux de transport. Les restrictions



In all of these areas the electric utilities together with senior levels of government have important responsibilities to both guide and respond to public choice in achieving the best balance consistent with wise use of resources. Increasingly clear explanation of the available alternatives with their technical and economic consequences must be presented to ensure both wise and timely implementation of utility expansion plans.

touchant les emprises de lignes de transport et la nécessité d'améliorer les installations de transport sur le plan esthétique contribueront également à hausser le coût de ces installations. L'enfouissement des réseaux de distribution réclamé par le grand public entraîne des mises de fonds plus élevées dans ce secteur important des services.

— HIGHLIGHTS BY PROVINCE — **NEWFOUNDLAND AND LABRADOR**

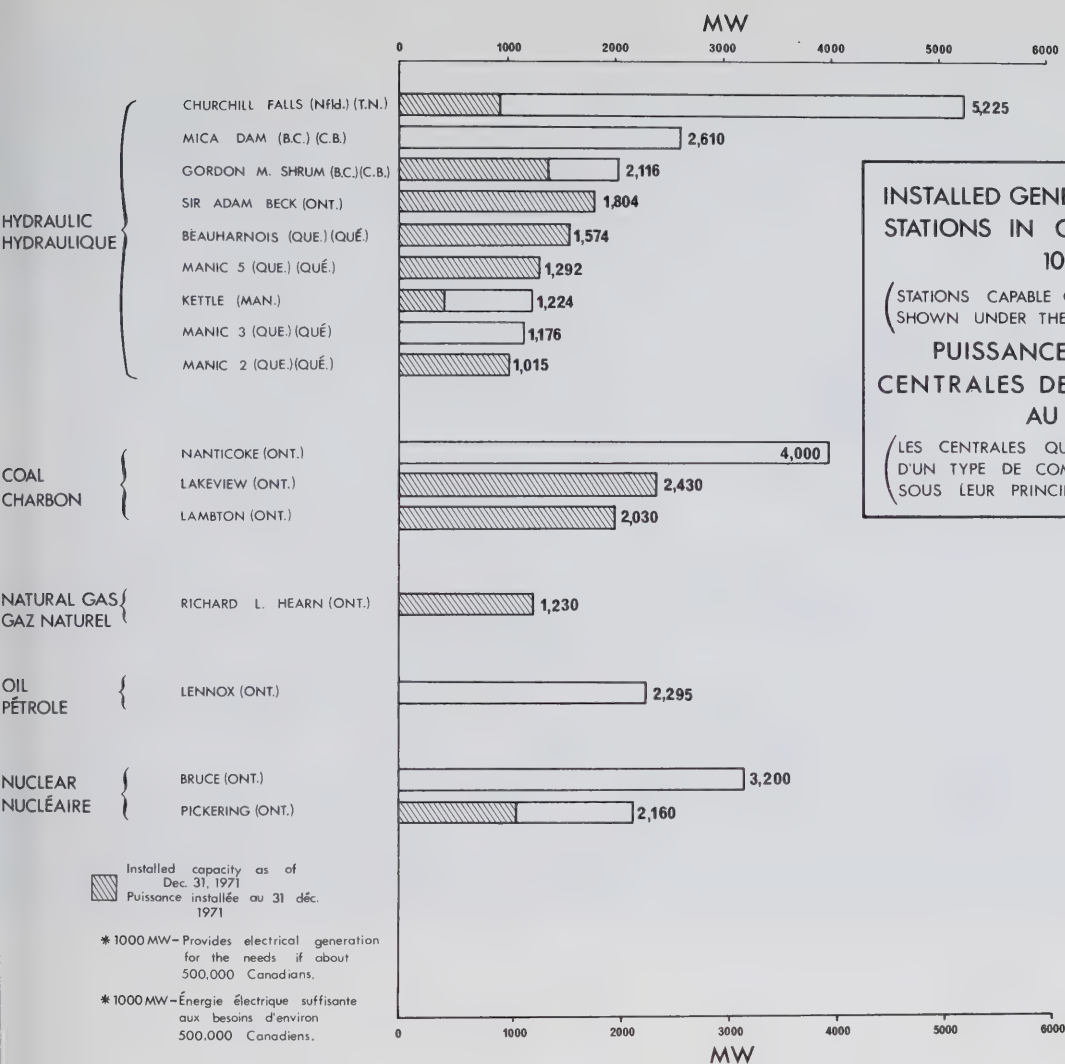
The 300 MW oil-fired steam generating plant at Holyrood was completed during 1971 with the installation of the second 150 MW unit. Located a few miles outside of St. John's, Holyrood now provides almost 70% of the province's total thermal generating capability and, in fact, is second only in capacity size to the recently constructed Bay d'Espoir Hydro-Electric Station on the Salmon River.

With more than 450 MW of new capacity having been installed on the Island in the 1970-71 period, neither

Dans tous ces secteurs, les services d'électricité et les principaux niveaux de gouvernement ont d'importantes responsabilités lorsqu'il s'agit de guider le public et de répondre à ses choix tout en réalisant le meilleur équilibre compatible avec une utilisation sage des ressources. On doit apporter des explications de plus en plus claires sur les choix possibles et sur leurs conséquences techniques et économiques afin d'assurer une mise à exécution rationnelle et opportune des projets d'expansion des services publics d'électricité.

— REVUE PAR PROVINCE — **TERRE-NEUVE ET LABRADOR**

On a terminé en 1971 la construction de la centrale thermique d'Holyrood, alimentée au pétrole d'une puissance de 300 MW, par l'installation d'une



INSTALLED GENERATING CAPACITY OF STATIONS IN CANADA EXCEEDING 1000 MW *

(STATIONS CAPABLE OF MULTI-FUEL FIRING ARE SHOWN UNDER THEIR PRIMARY FUEL SOURCE)

PUISSANCE INSTALLÉE DES CENTRALES DE PLUS DE 1000 MW AU CANADA

(LES CENTRALES QUI PEUVENT UTILISER PLUS D'UN TYPE DE COMBUSTIBLES SONT INSCRITES SOUS LEUR PRINCIPALE SOURCE)

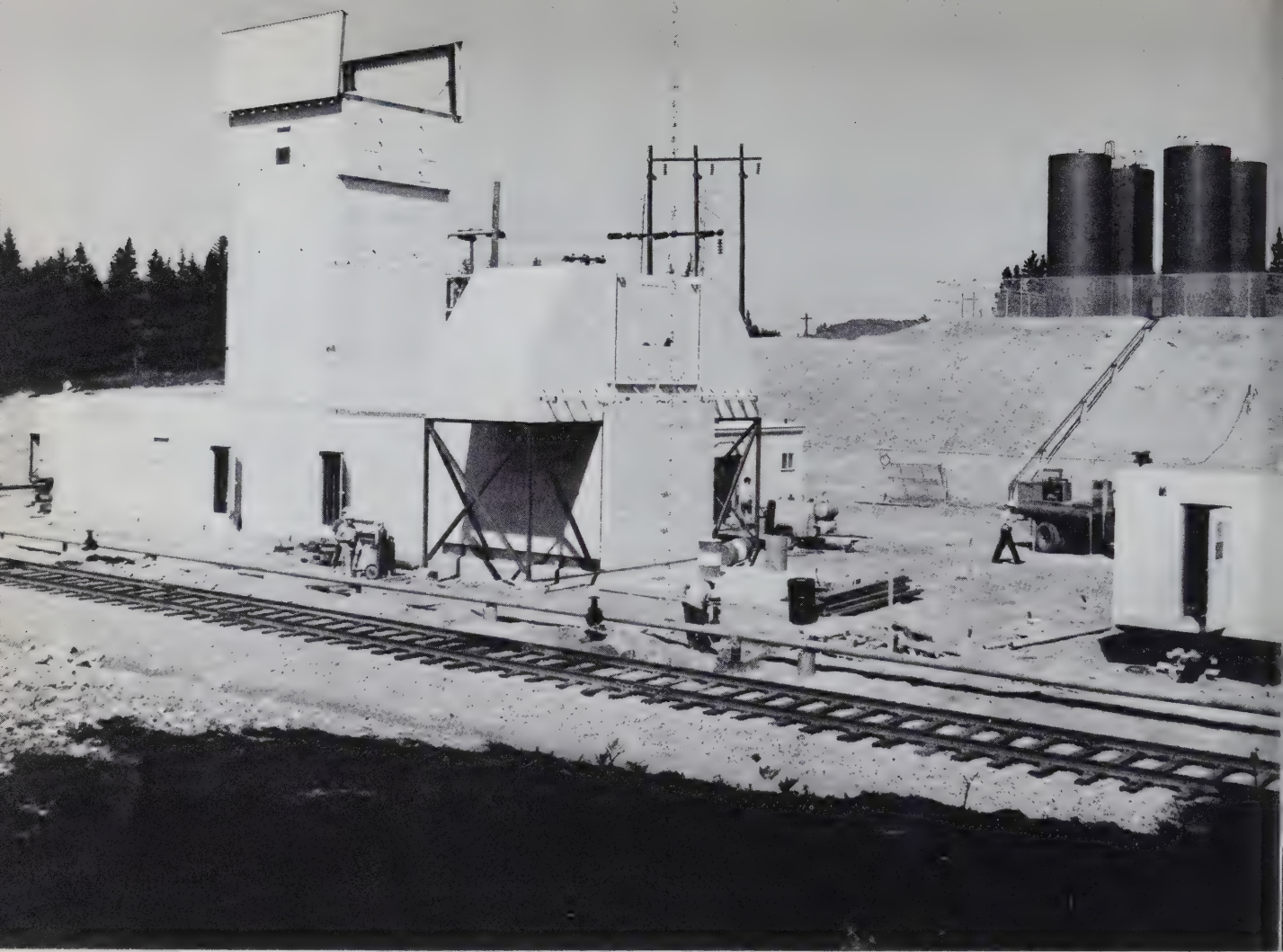
of the province's major utilities, the Newfoundland and Labrador Power Commission nor the Newfoundland Light and Power Company, anticipate any additions for at least the next two to three years.

A major problem currently being experienced by the Newfoundland and Labrador Power Commission is the long distance between a rapidly expanding industrial load on the west coast and their major source of generation at Bay d'Espoir. Work is expected to commence shortly, however, on a second 230 kV line which will ultimately connect Bay d'Espoir with the Bottom Brook substation near Stephenville. Completion of various sections of this line are set for 1973, 1976 and 1978. The only additions to the Island's transmission network during 1971 were made to the 66 kV and 230 kV systems and were very minor in nature.

deuxième groupe de 150 MW. Située à quelques milles de St. John's, la centrale d'Holyrood fournit présentement presque 70% de la totalité de l'énergie électrique d'origine thermique produite par cette province et, en fait, sa capacité de production se classe immédiatement après celle de la centrale hydro-électrique de Baie d'Espoir sur la rivière Salmon, récemment construite.

Après l'installation d'une puissance de plus de 450 MW pendant la période de 1970-1971, aucune des deux principales sociétés de services d'électricité, la *Newfoundland and Labrador Power Commission*, et la compagnie *Newfoundland Light and Power* n'envisagent d'autres additions avant deux ou trois ans.

La grande distance qui sépare la côte ouest où le développement industriel est rapide, et la principale source



The 25 MW gas turbine unit commissioned at Tusket during 1971 by the Nova Scotia Power Commission.

Le groupe à turbine à gaz de 25 MW qui a été mis en service en 1971 à Tusket par la Nova Scotia Power Commission.

An important milestone was passed during 1971 at the massive Churchill Falls complex in Labrador with the installation of the first two 475 MW hydro-electric units. First power was delivered to Hydro-Quebec over the first of three 735 kV transmission lines late in the year. Although the complex was originally scheduled for completion in 1976, Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd. is accelerating its construction program and now expects to complete the project by year end 1975. At that time, Churchill Falls will be by far the largest generating station in Canada and, indeed, one of the largest in the world.

d'énergie, Baie d'Espoir, pose un sérieux problème à la Newfoundland and Labrador Power Commission. Toutefois, les travaux de construction d'une deuxième ligne de transport d'énergie de 230 kV qui reliera Baie d'Espoir au poste de Bottom Brook, près de Stephenville, doivent bientôt commencer. Différents tronçons de cette ligne doivent être terminés en 1973, 1976 et 1978. Les seules additions au réseau de l'île ont été apportées aux lignes de 66 kV et de 230 kV, et elles sont de première importance.

Une étape importante des travaux gigantesques du complexe de Churchill Falls, au Labrador, a été franchie avec l'installation des deux premiers groupes de production d'énergie hydro-électrique d'une puissance de 475 MW. La première livraison d'énergie à l'Hydro-Québec a été effectuée à la fin de l'année par l'intermédiaire de la première de trois lignes de transport d'énergie de 735 kV. Même si la construction du complexe devait originellement

PRINCE EDWARD ISLAND

The addition of the new 14 MW gas turbine unit at Borden during 1971 resulted in an 18% increase in the province's total generating capacity. About 14 miles of 138 kV transmission line were erected to connect the Borden plant with the existing 69 kV transmission system at Summerside.

Sharp increases in electric power rates were experienced in P.E.I. during the year as a result of an 80% increase in the price of bunker "C" fuel used in the 70.5 MW Charlottetown Steam Plant. The Charlottetown Station provides more than three-quarters of the province's generating capacity.

The economic and operational advantages of a cable interconnection to the mainland were studied several years ago by the Atlantic Development Board but the proposal was dropped when it was decided not to proceed with the planned causeway to the mainland. Renewed study is now being given to this project by Maritime Electric Company Ltd., the province's major utility.

NOVA SCOTIA

The 43 MW of generating capacity installed in the province during 1971 resulted from a 18 MW oil/wood-fired unit addition to Nova Scotia Forests Industries' Port Hawkesbury Station and a 25 MW gas turbine unit commissioned by the Nova Scotia Power Commission at Tusket, near Yarmouth. Installed primarily to handle peak loads, this gas turbine unit will also provide additional security to the power system in the western end of the province. Sydney Steel Corporation Ltd. scrapped a 3 MW unit at its Sydney Steam Plant in 1971.

Future expansion in Nova Scotia will concentrate on expanding the province's thermal generating facilities. Firm commitments include a 100 MW addition to the Tuft's Cove Plant to go into service in 1972 and a 150 MW unit addition to the Point Tupper Station which should be on line by the end of the following year. Although definite plans have not to date been finalized, the major portion of new capacity to be added beyond 1973 will probably be centred around the Point Tupper Station with smaller gas turbines being employed for security and peaking in more isolated areas.

The Nova Scotia transmission network was extended by about 100 circuit miles during 1971. Construction is currently underway on a second major connection from the Canso Strait area to Sydney. The line

ment se terminer en 1976, la *Churchill Falls (Labrador) Power Corporation* accélère présentement les travaux et espère que le projet sera terminé à la fin de 1975. À ce moment, Churchill Falls sera de loin la centrale la plus puissante du Canada et certainement une des plus puissantes du monde.

ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

La capacité de production de la province s'est accrue de 18% en 1971 grâce à l'addition du nouveau groupe à turbine à gaz de Borden, d'une puissance de 14 MW. On a construit une ligne de transport d'énergie de 138 kV, longue d'environ 14 milles, pour relier la centrale de Borden au réseau de 69 kV déjà existant, à Summerside.

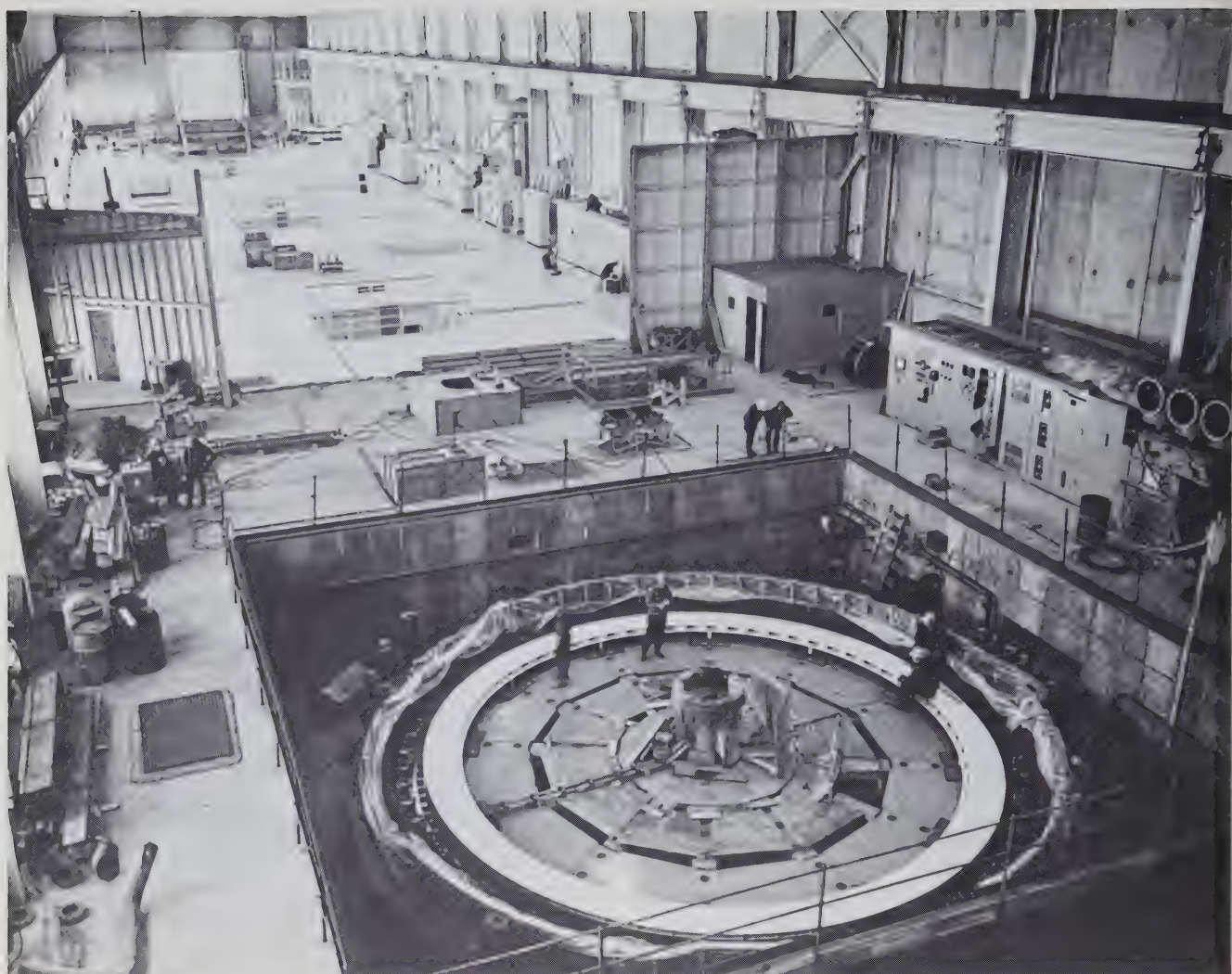
Un accroissement brusque du prix de l'énergie électrique s'est produit à l'Île-du-Prince-Édouard en 1971 par suite d'une augmentation de 80% du prix du combustible mazout utilisé par la centrale thermique de 70.5 MW de Charlottetown. La centrale de Charlottetown fournit plus des trois-quarts de la capacité de production de la province.

Les avantages économiques et opérationnels d'une interconnexion par câble avec le continent ont déjà été étudiés, il y a plusieurs années, par l'Office de développement de l'Atlantique, mais la proposition a été rejetée lorsqu'on a décidé de ne pas donner suite au projet d'une jetée entre l'île et le continent. La *Maritime Electric Company Ltd.*, principale entreprise publique d'électricité de la province, a repris l'étude de ce projet.

NOUVELLE-ÉCOSSE

À la suite de l'addition d'un groupe de 18 MW alimenté au mazout et au bois à la centrale de Port Hawkesbury, propriété de la *Nova Scotia Forest Industries*, et de la mise en service d'une turbine à gaz de 25 MW par la *Nova Scotia Power Commission* à Tusket, près de Yarmouth, la puissance installée de la province a augmenté de 43 MW. Installée surtout pour fournir les charges de pointe, cette turbine à gaz contribuera également à accroître la fiabilité des approvisionnements du réseau dans l'extrémité ouest de la province. La *Sydney Steel Corporation Ltd.* a mis hors service un groupe de 3 MW à sa centrale thermique de Sydney en 1971.

L'expansion future en Nouvelle-Écosse portera uniquement sur les centrales thermiques de la province. Les engagements fermes comprennent la mise en service d'un groupe de 100 MW à la centrale de Tuft's Cove en



The fourth 100 MW unit under construction at the Mactaquac Hydro-Electric Station.

La quatrième groupe de 100 MW en voie de construction à la centrale hydraulique de Mactaquac.

should be completed by 1973.

On December 3, 1971, the Premier of Nova Scotia announced that the Nova Scotia Power Commission was making an offer to purchase all outstanding ordinary shares of the Nova Scotia Light and Power Company, and ownership of the company was acquired early in 1972.

1972, ainsi que l'addition d'un groupe de 150 MW à la centrale de Point Tupper; ce dernier groupe devrait être mis en service vers la fin de 1973. Bien qu'on n'ait jusqu'ici adopté aucun plan définitif, la plus grande partie des additions de puissance ultérieures à 1973 seront probablement concentrées autour de la centrale de Point Tupper et l'on utilisera des turbines à gaz plus petites pour accroître la fiabilité des approvisionnements et répondre à la consommation de pointe dans les régions les plus isolées.

Environ 100 milles de circuit ont été ajoutés au réseau de transport de la Nouvelle-Écosse en 1971. On travaille présentement à la construction d'une seconde interconnexion importante depuis la région du détroit de

NEW BRUNSWICK

New Brunswick's installed generating capacity was increased by 25 MW during 1971 as a result of the commissioning of a new gas turbine peaking unit at Moncton. The province's system will be further expanded in April of 1972 when the fourth 100 MW unit at Mactaquac Hydro-Electric Station is brought on line. Two additional 100 MW units to be added later at Mactaquac will bring the plant's overall capacity to 600 MW. Studies are currently underway to determine the optimum timing of these remaining two units.

Plans were unveiled by the New Brunswick Electric Power Commission during 1971 for a large oil-fired thermal generating station, Coleson Cove, near Lorneville

Canso jusqu'à Sydney. Cette ligne devrait être terminée d'ici 1973.

Le premier ministre de la Nouvelle-Écosse a annoncé le 3 décembre 1971 que la *Nova Scotia Power Commission* faisait une offre d'achat de toutes les actions ordinaires de la *Nova Scotia Light and Power Company* qui étaient en circulation. Vers la fin de janvier 1972, plus de 90% des actions avaient été achetées par la Commission.

NOUVEAU-BRUNSWICK

La puissance installée du Nouveau-Brunswick a été accrue de 25 MW en 1971 à la suite de la mise en service d'une nouvelle turbine à gaz à Moncton. Le réseau de la



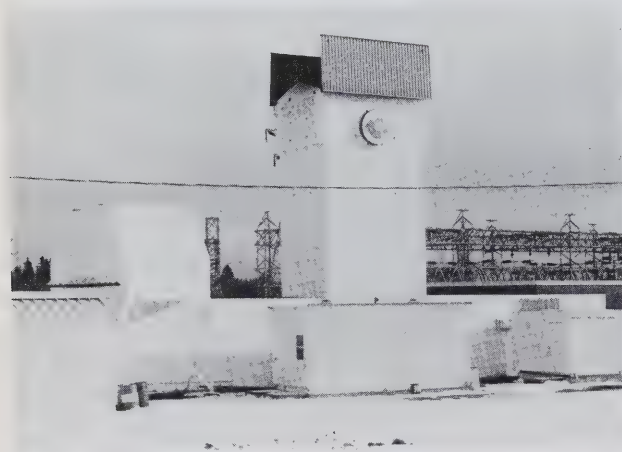
Eel River HVDC Converter Station.

La station de transformation à haute tension et courant continu Eel River.

in the Greater Saint John area. Although initially the station will consist of two 300 MW steam units, consideration is being given to the possibility of adding a third 300 MW unit at a later date. Construction is expected to proceed rapidly so that the first two units can be brought on line by 1976, the year that the current agreement to purchase power from Hydro-Quebec terminates. Since it is not expected that firm power will be available from Hydro-Quebec beyond this date, a new source of power is required.

A unit participation agreement which would provide for the export of 400 MW of Coleson Cove's 600 MW to the United States for a 10 year period was under review by the National Energy Board at year end and is subject to its approval.

Besides the foregoing expansion plans, a review into developing additional storages on the Saint John River and possibly increasing the installed capacity at Grand Falls has also been undertaken. Nuclear generation in New Brunswick within the next decade is a possibility as well.



Moncton 25 MW gas turbine station, commissioned in 1971.

La centrale à turbine à gaz de Moncton (25 MW), mise en service en 1971.

province connaîtra une autre expansion en avril 1972 alors que le quatrième groupe de 100 MW de la centrale hydraulique de Mactaquac sera mis en service. Deux autres groupes de 100 MW seront ajoutés plus tard à cette centrale dont la puissance globale atteindra alors 600 MW. On procède actuellement à des études pour déterminer le calendrier optimal de l'installation de ces deux autres groupes.

La *New Brunswick Electric Power Commission* fait connaître en 1971 ses plans pour la construction d'une grande centrale thermique alimentée au mazout (Coleson Cove) près de Lorneville, dans la région métropolitaine de Saint-Jean. Bien que cette centrale doit d'abord se composer de deux groupes à vapeur de 300 MW, on étudie la possibilité d'ajouter un autre groupe de 300 MW à une date ultérieure. On espère que les travaux de construction avanceront rapidement afin que les deux premiers groupes puissent être mis en service d'ici 1976. Il s'agit évidemment de l'année au cours de laquelle prendra fin l'entente actuelle d'achat d'électricité à l'Hydro-Québec et, vu qu'on ne prévoit pas qu'il soit possible d'obtenir d'autre électricité de la même source après cette date, il est impérieux de constituer une nouvelle source d'électricité.

L'Office national de l'énergie étudie actuellement une entente de participation qui prévoit, sous réserve de l'approbation de l'Office, l'exportation aux États-Unis de 400 MW des 600 MW que produirait la centrale de Coleson Cove.

En plus d'établir les projets susmentionnés, on a également étudié la possibilité d'accroître la capacité des réservoirs de la rivière Saint-Jean et peut-être d'augmenter la puissance installée de la centrale de Grand Falls. Il est aussi très possible que le Nouveau-Brunswick construise des centrales nucléaires au cours des dix prochaines années.



An interior view of Hydro-Quebec's 756.2 MW Outardes 3 Station.

Vue de l'intérieur de la centrale Outardes 3 (756.2 MW) de L'Hydro-Québec.

QUEBEC

Quebec, a province which has traditionally concentrated almost solely on the development of hydroelectric sites to satisfy its electrical energy requirements, had its total thermal capacity boosted by more than 30% during 1971. The commissioning of the 250 MW Gentilly Nuclear Station, located on the south side of the St. Lawrence River a few miles downstream of Trois-Rivières, was largely responsible for this sizeable increase. Although the station is currently owned by Atomic Energy of Canada Limited, Hydro-Quebec holds an option to purchase the facility when it becomes fully operational. The success in bringing Gentilly on line is of particular interest since this marks the first time in Canada that a nuclear plant, using natural uranium as fuel and ordinary light water for cooling, has produced electric power. All other Canadian nuclear developments utilize heavy water for reactor cooling.

QUÉBEC

Le Québec, qui depuis toujours misait presque entièrement sur l'aménagement de cours d'eau pour répondre à ses besoins d'électricité, a vu en 1971 un accroissement de plus de 30% de la puissance totale de ses centrales thermiques. Cette hausse considérable est due en grande partie à la mise en service de la nouvelle centrale nucléaire de Gentilly; cette centrale d'une puissance de 250 MW est située sur la rive sud du Saint-Laurent, quelques milles en aval de Trois-Rivières. Bien que cette centrale appartienne actuellement à l'Énergie Atomique du Canada Limitée, l'Hydro-Québec détient une option d'achat de la centrale lorsqu'elle atteindra son plein rendement. Le succès de la mise en service de la centrale de Gentilly est particulièrement intéressant puisqu'il s'agit de la première fois au Canada qu'une centrale nucléaire alimentée à l'uranium naturel et utilisant de l'eau légère ordinaire comme fluide caloporteur produit de l'électricité. Toutes les autres centrales nuclé-

The only other noteworthy thermal addition in the province during 1971 was a 3 MW internal combustion unit installed at the Cap-aux-Meules Station on the Magdalen Islands. The overall capacity of this station now stands at just under 15 MW.

With the installation of the final three 161.5 MW hydro-electric units at Manic 5, Hydro-Quebec completed the fifth of seven planned developments on the Manicouagan-Outardes river system. When all seven plants are operational they will have a total combined capacity of 5,500 MW, of which, 3,880 MW have thus far been attained. Manic 5, with a capacity of 1,292 MW, is the largest plant in the complex and the second largest in the province. The massive Beauharnois development on the St. Lawrence River remains the largest in the Quebec system with a total capacity of more than 1,574 MW.

Although not located within the boundaries of the province, the Churchill Falls development in Labrador represents a new and very important source of energy for Quebec. By year end 1971, two of the station's eleven 475 MW units were operational and delivering power to Hydro-Quebec. It is expected that the Churchill Falls complex will be at full capacity (5,225 MW) by the end of 1975 and will feed the bulk of its output to the Quebec system under the terms of a 65 year contract with Churchill Falls (Labrador) Corporation.

Plans for future electrical energy expansion within Quebec call for virtually all major planned additions to be hydro-electric. Next scheduled for service is a 36.6 MW addition to the Rapide des Îles Plant in 1973 to be followed by the 1,176 MW Manic 3 development in 1975-76.

Considerable work took place during the year on the prodigious James Bay hydro-electric development. Under the direction of Hydro-Quebec and a number of other contractors and consulting firms, approximately 1,300 men supported by twenty helicopters and fifteen floatplanes undertook one of the most comprehensive surveys ever attempted in North America. The massive amounts of hydrologic, geographic, topographic and other data collected were needed to determine the feasibility of developing the region. In December, Hydro-Quebec and the James Bay Development Corporation received three reports dealing with the various development possibilities of the rivers flowing into James Bay from the Quebec side. The five major rivers which were studied are the Nottaway, Broadback, Rupert, Eastmain and La Grande. It is estimated that the hydro-electric potential of the region is some 15,000 MW or roughly three times that of the huge Churchill Falls development. First power

aires canadiennes utilisent l'eau lourde comme fluide de refroidissement.

La seule autre nouvelle installation thermique importante dans la province au cours de 1971 a été un groupe à combustion interne qui a été ajouté à la centrale de Cap-aux-Meules dans les îles de la Madeleine. La puissance globale de cette centrale atteint maintenant tout près de 15 MW.

Avec l'installation des trois derniers groupes hydro-électriques de 161.5 MW à Manic 5, l'Hydro-Québec a complété le cinquième de sept aménagements prévus pour le réseau fluvial Manicouagan-Outardes. Lorsque les sept aménagements seront en service, il auront une puissance globale combinée de 5,500 MW dont 3,880 ont été installés jusqu'ici. Manic 5 dont la puissance s'élève à 1,292 MW est la plus grande centrale du complexe et elle vient au second rang pour l'ensemble de la province. L'imposante centrale de Beauharnois qui est située sur le Saint-Laurent demeure la plus puissante du réseau québécois, sa capacité globale s'élevant à plus de 1,574 MW.

Tout en n'étant pas situé à l'intérieur des limites de la province, l'aménagement des chutes Churchill constitue une nouvelle source d'énergie très importante pour la province de Québec. Vers la fin de 1971, deux de 11 groupes de 475 MW de la centrale étaient en service et livraient de l'électricité à l'Hydro-Québec. On prévoit que le complexe de Churchill Falls atteindra son plein rendement (5,225 MW) vers la fin de 1975 et qu'il livrera la plus grande partie de sa production au réseau québécois en vertu d'un contrat de 65 ans qui a été conclu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation.

Les projets d'expansion future du secteur de l'électricité au Québec offrent peu de surprises, la plupart des additions importantes prévues étant du domaine hydro-électrique. Les prochaines mises en service au calendrier sont celles d'un groupe de 36.6 MW à la centrale de Rapide-des-Îles en 1973 et de l'aménagement de la centrale de Manic 3 (1,176 MW) en 1975-1976.

Des travaux considérables ont été effectués au cours de l'année en vue de la réalisation du prodigieux aménagement hydro-électrique de la baie James. Sous la direction de l'Hydro-Québec et d'un certain nombre d'autres compagnies et sociétés d'experts-conseils, environ 1,300 hommes appuyés par vingt hélicoptères et quinze hydravions ont entrepris un des levés les plus considérables jamais effectués en Amérique du Nord. Il fallut recueillir d'énormes masses de données hydrologiques

could conceivably be delivered from the region before 1980.

Hydro-Quebec also carried out extensive investigations on a number of smaller projects during the year including a study of the Chamouchouane River which has a potential of more than 600 MW and a study of the Moisie River whose potential could be as high as 1,800 MW if a small part of the Kaniapiskau River were diverted into it. Experimental work continued on the planned pumped-generating facility at St. Joachim on the St. Lawrence River near Quebec City. This station could eventually have a usable output of 3,700 MW in peak demand periods. Other pumped storage sites are also being considered.

The principal achievement in transmission work in 1971 was the completion of the first of three 735 kV power lines linking the Churchill Falls complex with the Manicouagan and Micoua stations. Hydro-Quebec's 735 kV power line connects with the Churchill Falls (Labrador) Corporation's transmission system at the Labrador border about 152 miles north of Sept-Îles. Approximately 700 miles of distribution lines (4 to 25 kV) were also installed bringing Hydro-Quebec's total distribution network to more than 43,000 circuit miles.

1971 saw the completion of Hydro-Quebec's 1,292 MW Manic 5 Hydro-Electric Station.

géographiques, topographiques et autres afin de déterminer la rentabilité de l'aménagement de la région. En décembre, l'Hydro-Québec et la Société de développement de la baie James ont reçu trois rapports traitant des diverses possibilités d'aménagement des rivières québécoises qui se jettent dans la baie James et du coût estimatif de chaque portion. Les cinq rivières principales qui ont été étudiées sont les rivières Nottaway, Broadback, Rupert, Eastmain et La Grande. On évalue le potentiel hydro-électrique de la région à quelque 15,000 MW ou environ trois fois le potentiel de l'énorme aménagement des chutes Churchill. La région pourrait probablement commencer à produire de l'électricité avant 1980.

L'Hydro-Québec a également effectué des études approfondies sur un certain nombre de projets plus petits au cours de l'année, dont une étude de la rivière Chamouchouane dont le potentiel s'élève à plus de 600 MW et une étude de la rivière Moisie dont le potentiel pourrait atteindre 1,800 MW si une petite partie des eaux de la rivière Kaniapiskau y étaient dérivées. On a également poursuivi les expériences en vue de l'aménagement d'un complexe de pompage et de production d'électricité à Saint-Joachim, sur les bords du Saint-Laurent, près de Québec. Cette centrale aura éventuel-

La centrale hydraulique Manic 5 (1,292 MW) de l'Hydro-Québec a été terminée en 1971.



ONTARIO

The net addition of approximately 1,300 MW to the Ontario Hydro system during 1971 pushed the province's total generating capacity to 14,994 MW, the highest in Canada. Following a growth pattern which has become prevalent in the last few years, expansion in Ontario continued to concentrate heavily on thermal generation.

The only significant hydro-electric addition during 1971 was the commissioning of the 228 MW Lower Notch Station on the Montreal River. The flooding of the forebay for this station necessitated salvage and demolition operations on two older hydro-electric generating stations located upstream. The 2 MW Fountain Falls Plant and the 9.6 MW Upper Notch Plant were removed from service during the early part of the year. Ontario Hydro announced plans during the latter part of 1971 to construct an 87 MW hydro-electric plant on the Madawaska River near Arnprior.

The highlight of 1971 for Ontario Hydro came in April when the first of four 540 MW nuclear units was placed in service at the Pickering Station east of Toronto. A second 540 MW unit went on line in October. Units 3 and 4 are currently scheduled to see service in 1972 and 1973 respectively. During 1972, three additional 7.5 MW gas turbine auxiliary units are expected to complement three similar units already installed at Pickering.

Employing the uniquely Canadian CANDU (Canadian Deuterium Uranium) system, which uses natural uranium fuel and a heavy water moderator, the Pickering operation is being closely scrutinized by energy producers the world over. It is the third and largest nuclear station to see service in Ontario; the 20 MW Nuclear Power Demonstration plant at Rolphton was commissioned in 1962 followed by the 220 MW Douglas Point Station in 1966. Ontario Hydro has cooperated closely with Atomic Energy of Canada Limited, the designer, in the building and operation of all three facilities.

Construction is proceeding as planned on a fourth nuclear development, the 3,200 MW Bruce complex near Kincardine, and first power should be available by 1975. Completion of the four unit plant is set for 1978. A plant to produce heavy water, an essential item for the CANDU system, is being built by Atomic Energy of Canada Ltd. near the Bruce Generating Station. The heavy water plant will eventually derive its steam supply from Bruce.

In addition to the nuclear stations, construction is also underway on two large conventional steam generating

lement un rendement utile de 3,700 MW pendant les périodes de pointe.

La principale réalisation dans le secteur des lignes de transport en 1971 a été l'achèvement de la première de trois lignes de 735 kV qui relieront le complexe des chutes Churchill aux postes de Manicouagan et de Micoua. Une ligne de transport de 735 kV de l'Hydro-Québec est raccordée au réseau de transport de la *Churchill Falls (Labrador) Power Corporation* à la limite du Labrador soit 152 milles au nord de Sept-Îles. L'Hydro-Québec a également installé quelque 700 milles de lignes de distribution pour porter le total de son réseau de distribution à plus de 43,000 milles de circuit. Les tensions de ces lignes vont de 4 à 25 kV.

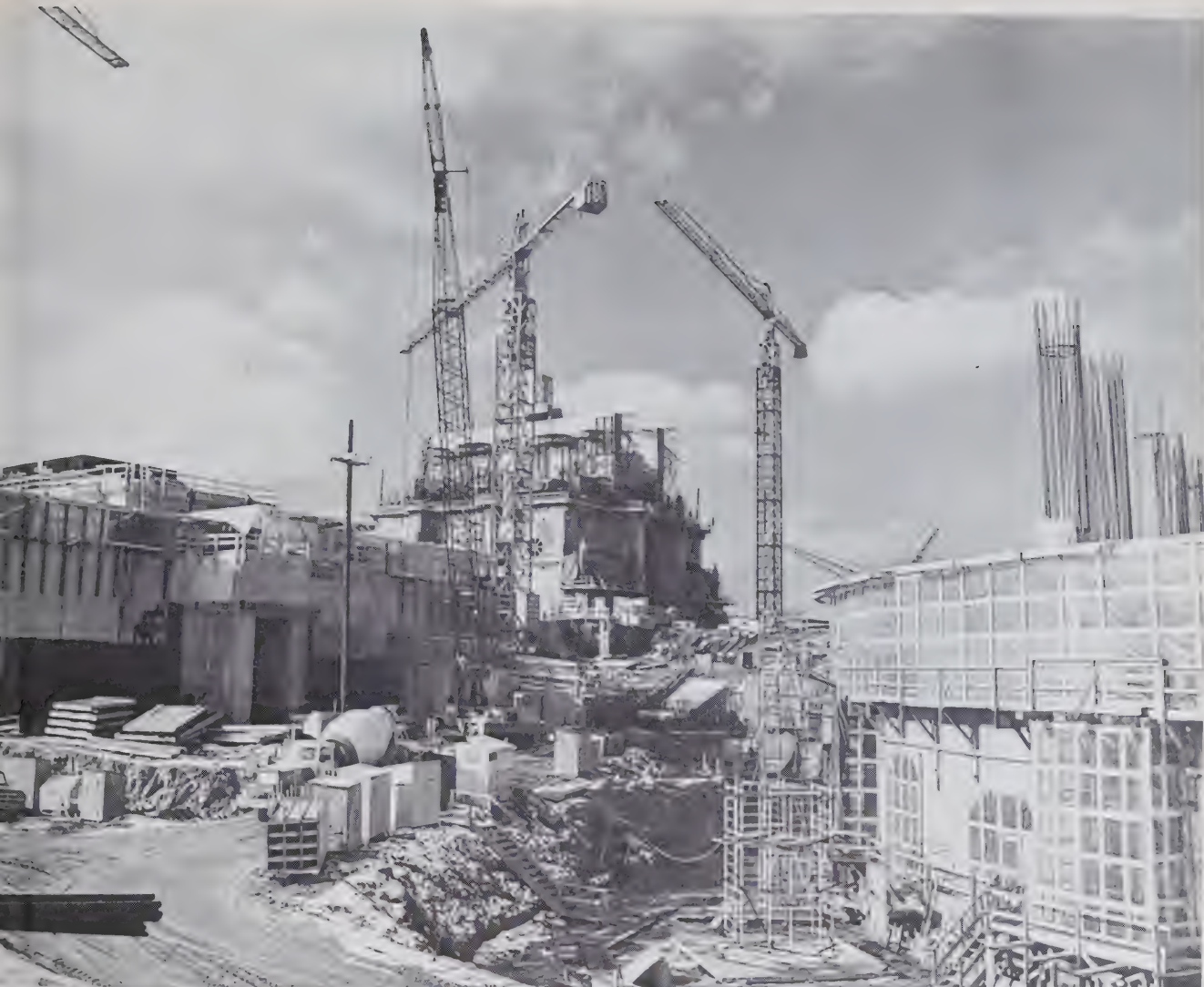
ONTARIO

L'addition nette d'environ 1,300 MW au réseau de l'Ontario Hydro a porté en 1971 la puissance globale de la province à 14,994 MW, soit le plus haut total provincial en Canada. Conformément à l'orientation qui a prévalu au cours des dernières années, l'expansion de l'industrie ontarienne de l'électricité s'est manifestée en grande partie dans le secteur thermique.

La seule addition importante au secteur hydro-électrique en 1971 a été la mise en service de la centrale de Lower Notch (228 MW) sur la rivière Montréal. L'inondation du bassin de cette centrale a nécessité des travaux de récupération et de démolition à deux anciennes centrales hydrauliques situées en amont. Les centrales de Fountain Falls (2 MW) et de Upper Notch (9.6 MW) ont été mises hors service au début de l'année. L'Ontario Hydro a annoncé à la fin de 1971 ses plans relatifs à la construction d'une centrale hydraulique de 87 MW sur la rivière Madawaska, près d'Arnprior.

Le fait marquant de l'année pour l'Ontario Hydro est survenu en avril alors que le premier de quatre groupes nucléaires de 540 MW a été mis en service à la centrale de Pickering, à l'est de Toronto. Un deuxième groupe de 540 MW a été mis en service en octobre et, selon les prévisions actuelles, les groupes 3 et 4 devraient être mis en service en 1972 et 1973 respectivement. Trois autres groupes auxiliaires à turbine à gaz d'une puissance de 7.5 MW doivent être installés en 1972 pour venir en aide à trois groupes semblables déjà installés à Pickering.

La centrale de Pickering, qui emploie le système canadien CANDU (Canadian Deuterium Uranium) fondée sur l'utilisation de l'uranium naturel comme combustible et de l'eau lourde comme modérateur, est



Located on Lake Huron midway between Kincardine and Port Elgin, the 3,200 MW Bruce Nuclear Power Station will commence service in 1975.

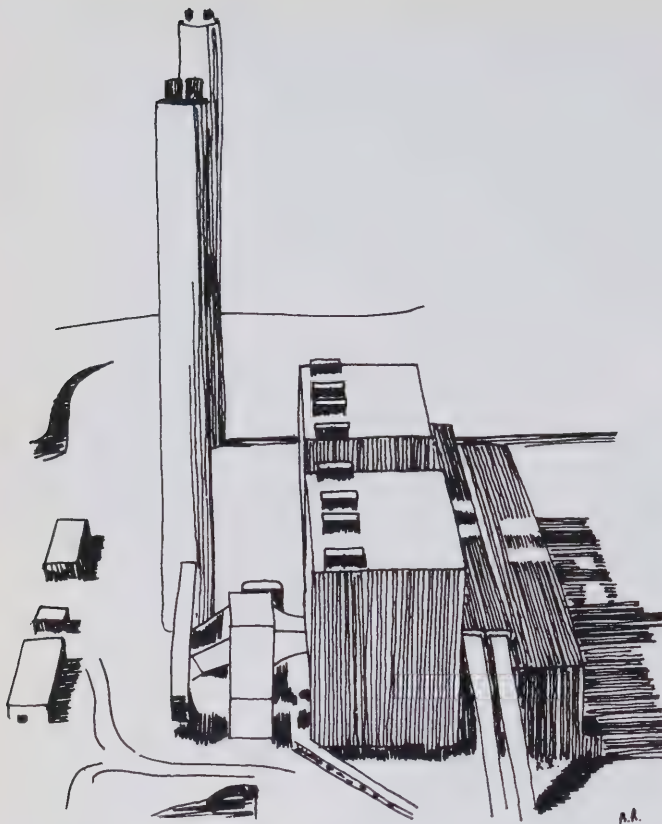
Située sur le lac Huron, à mi-chemin entre Kincardine et Port Elgin, la centrale nucléaire de Bruce (3,200 MW) sera mise en service en 1975.

plants. The first two 500 MW coal-fired units at the Nanticoke Station (near Port Dover) are scheduled to deliver power during 1972 with another six similarly sized units to go on line between 1973 and 1977 (2 in 1974). The 2,295 MW oil-fired Lennox Station being built west of Kingston is expected to have its first two units operative by 1975 with the final two coming on line in 1976 and 1977.

A sizeable expansion of Ontario's transmission network was also accomplished during the year with about 900 circuit miles of transmission line and nearly 3,000 MVA of transformer capacity being installed.

l'objet d'une étude approfondie par les producteurs d'énergie du monde entier. Il s'agit de la troisième et de la plus grande centrale nucléaire mise en service en Ontario; elle a été précédée de la centrale NPD de 20 MW de Rolphton, mise en service en 1962, et de la centrale de Douglas Point (220 MW) qui a été activée en 1966. L'Ontario Hydro a collaboré étroitement avec l'Énergie Atomique du Canada Limitée, concepteur des centrales, dans leur construction et leur exploitation.

La construction d'une quatrième centrale nucléaire, le complexe Bruce de 3,200 MW près de Kincardine, se poursuit tel que prévu et ces installations devraient



commencer à produire d'ici 1975. Cette centrale de quatre groupes devrait être terminée en 1978. L'Énergie Atomique du Canada Ltée est à construire, près de la centrale Bruce, une usine d'eau lourde qui sera alimentée en vapeur par la centrale; on sait que l'eau lourde est une substance essentielle dans la filière canadienne *CANDU*.

En plus des centrales nucléaires, on travaille également à la construction de deux grandes centrales thermiques de type classique. Les deux premiers groupes de 500 MW alimentés au charbon de la centrale de Nanticoke (près de Port Dover) doivent commencer à produire de l'électricité en 1972 et six autres groupes semblables doivent être mis en services de 1973 à 1977, dont deux groupes en 1974. Les deux premiers groupes de la centrale de Lennox qui est en voie de construction près de Kingston doivent être activés d'ici 1975; les deux derniers groupes de cette centrale alimentée au mazout d'une puissance de 2,295 MW doivent être mis en service en 1976 et 1977.

L'Ontario a également procédé à une expansion considérable de son réseau de transport au cours de l'année en ajoutant quelque 900 milles à ses lignes de transport et près de 3,000 MVA à sa capacité de transformation.

MANITOBA

The 1971 expansion program in Manitoba continued to stress development of the province's abundant hydro-electric potential. Three 102 MW units were added to the Kettle Generating Station on the Nelson River bringing the plant's current capacity to 408 MW. Eight additional units are expected to be added between 1972 and 1975 at a rate of two per year. The year 1972 should also see the completion of the 7th and final unit (33.75 MW) at another Nelson River development, the Kelsey Station. This will bring the overall capacity of Kelsey to greater than 236 MW. The next project in the province will be a 126 MW station at the Jenpeg site on the Upper Nelson River north of Lake Winnipeg. It is expected that the aforementioned additions will be adequate to meet Manitoba's load requirements until the late 1970's. Thereafter, additional capacity will likely be obtained from undeveloped power sites on both the Nelson and Burntwood Rivers in the northern portion of the province.

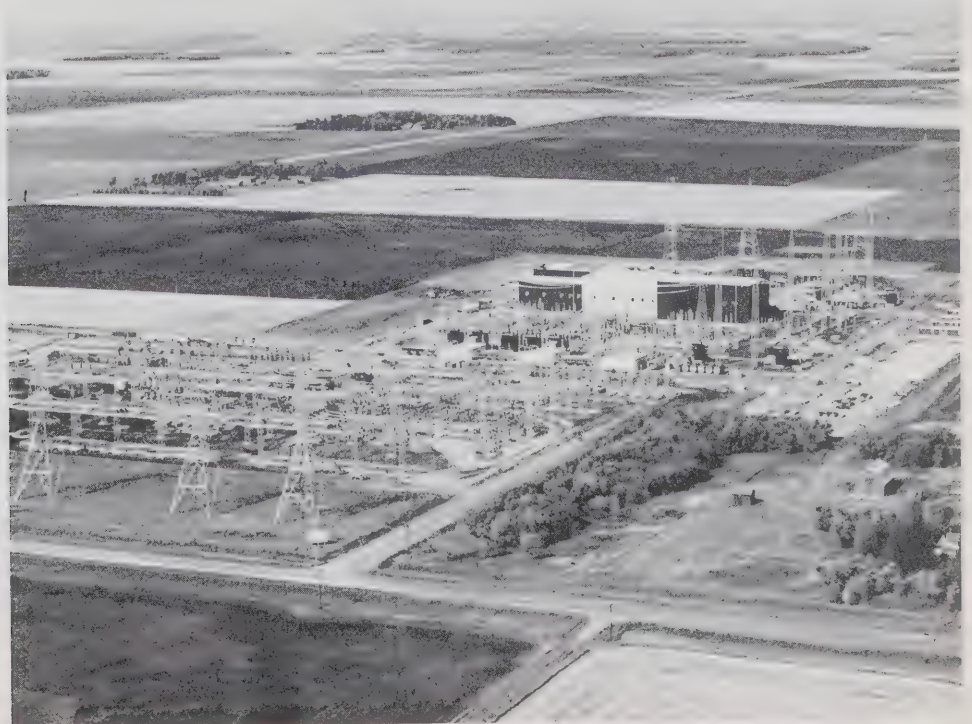
MANITOBA

Le programme d'expansion du Manitoba a continué en 1971 à mettre l'accent sur la mise en valeur des abondantes ressources hydro-électriques de cette province. Trois groupes de 102 MW ont été ajoutés à la centrale de Kettle sur le fleuve Nelson, ce qui a porté à 408 MW la puissance actuelle de cette centrale. Huit groupes additionnels doivent être ajoutés de 1972 à 1975 au rythme de deux groupes par année. Le septième et dernier groupe (33.75 MW) d'un autre aménagement du fleuve Nelson, la centrale Kelsey, devrait être terminé en 1972. Cette dernière addition portera la puissance globale de la centrale de Kelsey à plus de 236 MW. La prochaine entreprise manitobaine sera la construction d'une centrale de 126 MW à Jenpeg, sur le cours supérieur du fleuve Nelson, au nord du lac Winnipeg. On prévoit que les additions précitées suffiront pour répondre aux besoins de charge du Manitoba jusqu'à la fin des années 1970. Par la suite, on obtiendra la puissance additionnelle surtout par la mise en valeur des ressources hydrauliques du Nelson et de la rivière Burntwood, dans le nord de la province.



Electricity generated at Manitoba Hydro's Kettle Station as alternating current will be converted to direct current at the Radisson Station (top). The energy will then flow over two HVDC transmission lines for a distance of 565 miles to Dorsey Station, near Winnipeg (bottom), where it will be inverted to alternating current and fed into the Manitoba Hydro transmission system.

L'électricité produite sous forme de courant alternatif à la centrale Kettle de la Manitoba Hydro sera transformée en courant continu à la station Radisson (ci-dessus). L'énergie sera alors transportée au moyen de deux lignes à haute tension et courant continu sur une distance de 565 milles jusqu'à la station Dorsey, près de Winnipeg (ci-dessous), où elle sera retransformée en courant alternatif et livrée au réseau de transport de la Manitoba Hydro.



Manitoba Hydro has announced plans to make application for a licence to divert water from the Churchill River into the Nelson River via the Burntwood River. Such a diversion would not only increase the energy available from the Nelson but would enable the development of a number of sites on the Burntwood River.

Thermal electric expansion in Manitoba is currently restricted to the addition of numerous small internal combustion units throughout the northern reaches of the province. In aggregate, more than 4,200 kW of new diesel capacity were installed at various communities.

Substantial additions were made to both the province's transmission and sub-transmission systems by Manitoba Hydro during the year. Atomic Energy of Canada completed two HVDC transmission lines between Radisson (near Kettle) and Dorsey (near Winnipeg) under the Canada-Manitoba Nelson River Transmission Agreement of 1967 and is currently proceeding with 1,080 MW of HVDC conversion equipment. Future transmission plans call for a 230 kV line from Kettle to Thompson to aid in mining operations in northern Manitoba, and a 230 kV line from La Verendrye to St. Leon to service a rapidly growing industrial load in the south-central portion of the province. Both of these lines should be operational by 1973.

SASKATCHEWAN

No new additions were made to Saskatchewan's generating facilities during 1971. A 100 MW thermal unit, which was scheduled to be brought into service at the Queen Elizabeth Station during the year, was delayed and is not expected to be brought on line until late 1972. The only other expansion currently underway is a 150 MW coal-fired unit addition to the Boundary Dam Station near Estevan. When completed in midsummer 1973, this plant will boast an overall capacity of 582 MW, by far the largest in the province. The forecast additional needs will be met by the purchase of 100 MW from Manitoba Hydro under a one-year contract commencing November 1, 1972.

La *Manitoba Hydro* a fait connaître son intention de demander une licence qui l'autoriserait à dériver une partie des eaux du fleuve Churchill dans le fleuve Nelson par l'intermédiaire de la rivière Burntwood. Cette dérivation permettrait non seulement d'accroître l'énergie disponible sur le fleuve Nelson, mais également d'aménager un certain nombre d'emplacements sur la rivière Burntwood.

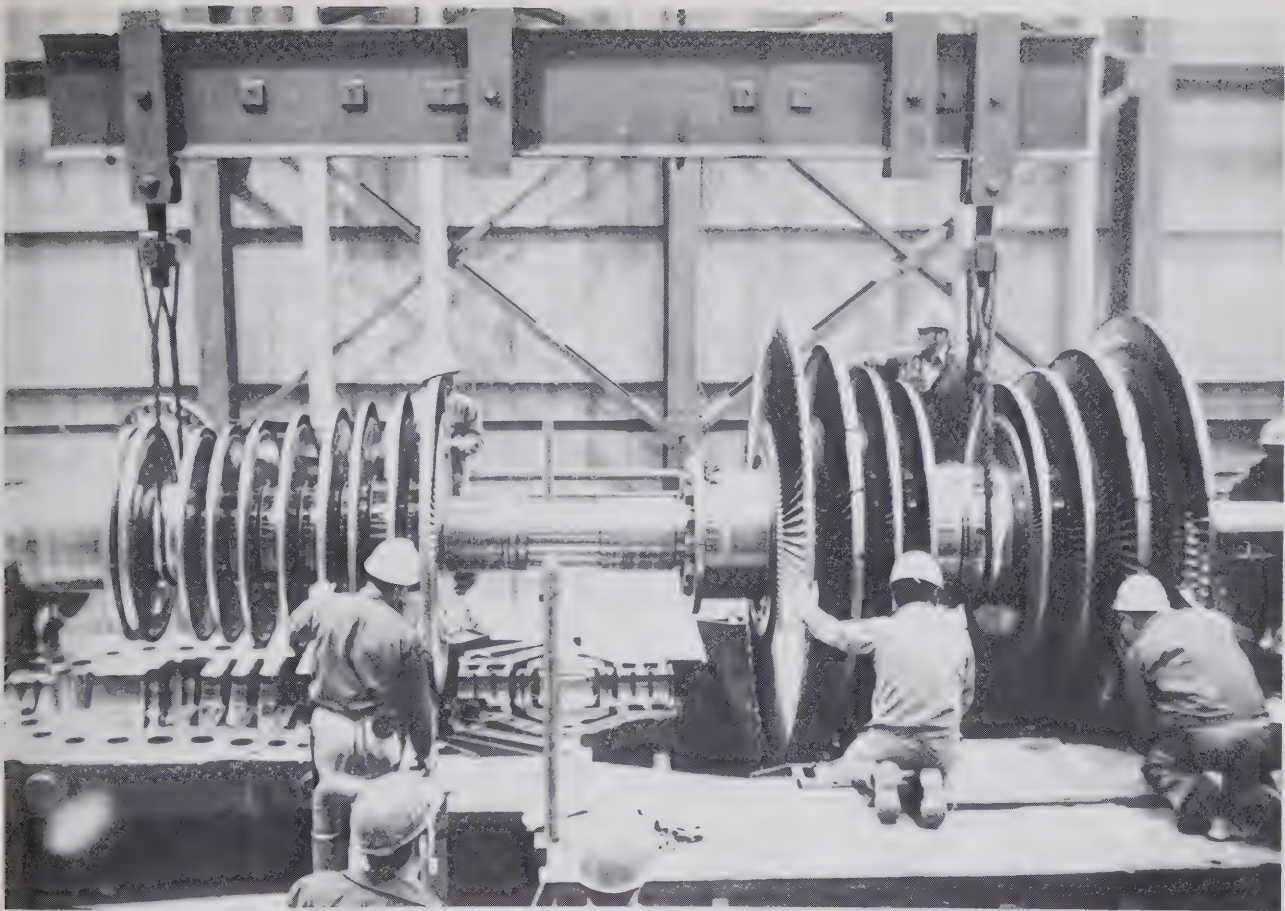
L'expansion du secteur thermique manitobain est actuellement limitée à l'addition de nombreux petits groupes à combustion interne dans l'ensemble des régions éloignées du nord de la province. Au total, plus de 4,200 kW de puissance additionnelle sont fournis par des groupes diesel installés dans diverses agglomérations.

La *Manitoba Hydro* a apporté des additions considérables aux réseaux de transport et de distribution de la province au cours de l'année. L'Énergie Atomique du Canada a aussi été active; elle a terminé l'installation de deux lignes de transport à courant continu et haute tension entre Radisson (près de Kettle) et Dorsey (près de Winnipeg) aux termes de l'entente signée entre le Canada et le Manitoba en 1967 concernant le transport de l'énergie du fleuve Nelson. L'EACL travaille actuellement à l'installation de matériel de conversion CCHT (courant continu et haute tension) d'une puissance de 1,080 MW. Les plans des futures installations de transport prévoient une ligne de 230 kV depuis Kettle jusqu'à Thompson afin d'alimenter les exploitations minières du nord du Manitoba, ainsi qu'une ligne de 230 kV de La Vérendrye à Saint-Léon pour répondre aux besoins des industries qui s'accroissent rapidement dans le centre-sud de la province. Ces deux lignes devraient être en service d'ici 1973.

SASKATCHEWAN

Aucune addition n'a été apportée aux installations de production d'électricité de la Saskatchewan en 1971. La mise en service d'un groupe thermique de 100 MW était prévue pour 1971 à la centrale Queen Elizabeth mais a été reportée et on ne prévoit pas que ce groupe soit actif avant la fin de 1972 au plus tôt.

La seule autre entreprise d'expansion actuellement en voie de réalisation est l'addition d'un groupe de 150 MW alimenté au charbon à la centrale Boundary Dam près d'Estevan. Lorsqu'elle sera terminée au cours de l'été 1973, cette centrale aura une puissance globale de 582 MW, de loin la plus élevée de cette province. On répondra aux besoins additionnels prévus en achetant 100 MW de *Manitoba Hydro* en vertu d'un contrat d'un an dont l'application débutera le 1^{er} novembre 1972.



Installation of a turbine at the Queen Elizabeth Station during 1971. Installation d'une turbine à la centrale Queen Elizabeth en 1971.



Saskatchewan Power Corporation's Queen Elizabeth Station.

La centrale Queen Elizabeth de la Saskatchewan Power Corporation.

ALBERTA

Although no significant additions were made to the province's generating capacity during 1971, future plans call for extensive expansion, particularly in relation to thermal generation.

Alberta Power (formerly identified as Canadian Utilities Ltd.) expects to complete its 140 MW H.R. Milner coal-fired generating station near Grande Cache during the fall of 1972 and plans to add a fourth unit (150 MW) to its Battle River Plant near Forestburg. With the addition of this new unit in 1975, the Battle River Plant will have an overall capacity in excess of 365 MW. A second 165 MW unit presently being installed at Edmonton Power's Clover Bar Station should be on line by 1973. The addition of a second 286 MW unit to Calgary Power's Sundance Station (near Wabamun) in 1974 will make it the second largest generating plant in Alberta (572 MW). The Wabamun Station, also owned by Calgary Power, is the province's largest station (582 MW). Calgary Power has filed application with the Energy Resources Conservation Board of Alberta to install third and fourth units at Sundance. It is hoped that these two additional 375 MW units can be placed into service in 1976 and 1977 respectively.

Should all the foregoing expansion plans be realized, Alberta's thermal generating capability in 1977 will be more than 70% greater than at the end of 1971.

Calgary Power is the only one of Alberta's utilities planning expansion to the province's hydro-electric system. The 108 MW Bighorn Station currently under construction on the North Saskatchewan River should be completed by late fall 1972. The Bighorn Power Storage Development is a multipurpose project undertaken jointly by Calgary Power Ltd. and the Alberta Government. Besides providing additional electric power, the project will greatly assist the province's water management program by providing a better distribution of Alberta's water resources between the northern and southern sections of the province. It will also make diversion of part of the North Saskatchewan River into the Red Deer River system economically feasible. Extensive development of the area's recreational potential is being planned as well. A study of the potential of the Athabasca and Slave Rivers by Calgary Power has revealed a possible 3,000 MW in undeveloped hydro-electric capacity. The present high cost of money has, however, rendered these developments unattractive at the present time.

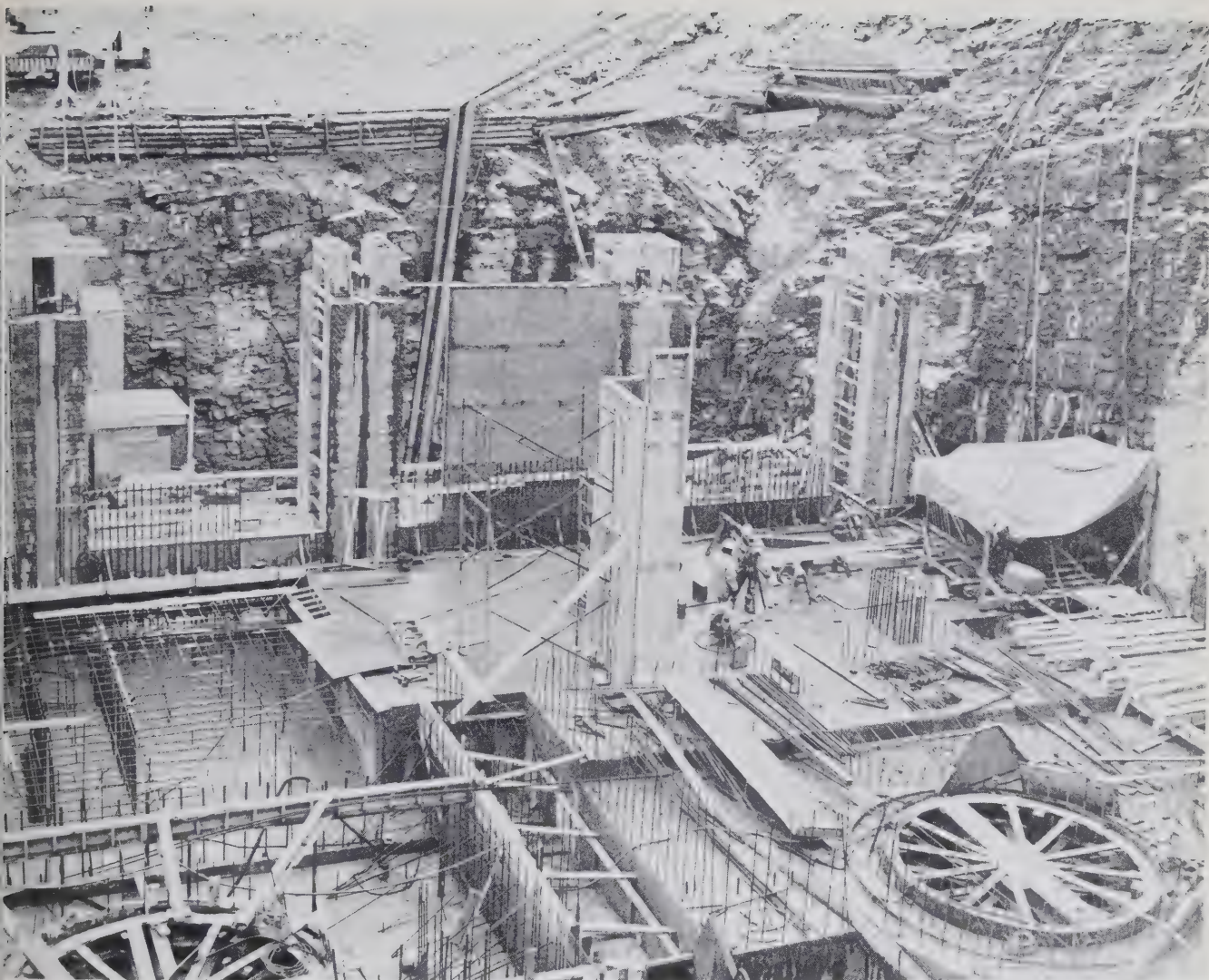
ALBERTA

Bien qu'aucune addition importante n'ait été apportée à la capacité de production de la province en 1971, on prévoit une expansion considérable pour l'avenir, particulièrement dans le secteur thermique.

L'Alberta Power (autrefois appelée Canadian Utilities Ltd.) prévoit terminer au cours de l'automne 1972 la centrale thermique H.R. Milner près de Grande Cache; cette centrale de 140 MW sera alimentée au charbon. L'Alberta Power prévoit également ajouter un quatrième groupe (150 MW) à sa centrale de Battle River près de Forestburg. Grâce à l'addition de ce nouveau groupe en 1975, la centrale de Battle River aura une puissance globale de plus de 365 MW. On travaille actuellement à l'installation d'un deuxième groupe de 165 MW à la centrale Clover Bar de l'Edmonton Power et prévoit sa mise en service d'ici 1973. L'addition en 1974 d'un deuxième groupe de 286 MW à la centrale Sundance de la Calgary Power (près de Wabamun) en fera la deuxième plus puissante centrale de l'Alberta (572 MW). La Calgary Power a présenté une demande à l'Energy Resources Conservation Board of Alberta afin d'obtenir l'autorisation d'installer un troisième et un quatrième groupe à la centrale de Sundance. On espère pouvoir mettre en service ces deux groupes additionnels de 375 MW en 1976 et 1977 respectivement.

Si tous les projets d'expansion susmentionnés sont réalisés, la capacité de production thermique de l'Alberta en 1977 sera supérieure de plus de 70% à la capacité dont cette province disposait à la fin de 1971.

La Calgary Power est le seul service d'utilités publiques de l'Alberta qui prévoit l'expansion du secteur hydro-électrique de cette province. La centrale Bighorn d'une puissance de 108 MW qui est actuellement en voie de construction sur la rivière Saskatchewan-Nord devrait être terminée d'ici la fin de l'automne 1972. L'aménagement hydro-électrique de Bighorn est une entreprise polyvalente conjointe de la Calgary Power Ltd. et du gouvernement de l'Alberta. En plus de fournir de l'énergie électrique additionnelle, l'aménagement aidera considérablement à la réalisation du programme de gestion des eaux de l'Alberta en assurant une meilleure répartition des eaux entre les parties nord et sud de cette province. L'aménagement de Bighorn rentabilisera également la dérivation d'une partie de la rivière Saskatchewan-Nord dans le barrage de la rivière Red Deer. On prévoit de plus un développement intensif du potentiel de la région dans le secteur des loisirs. Une étude du potentiel des rivières Athabasca et des Esclaves effectuée par la Calgary Power a révé-



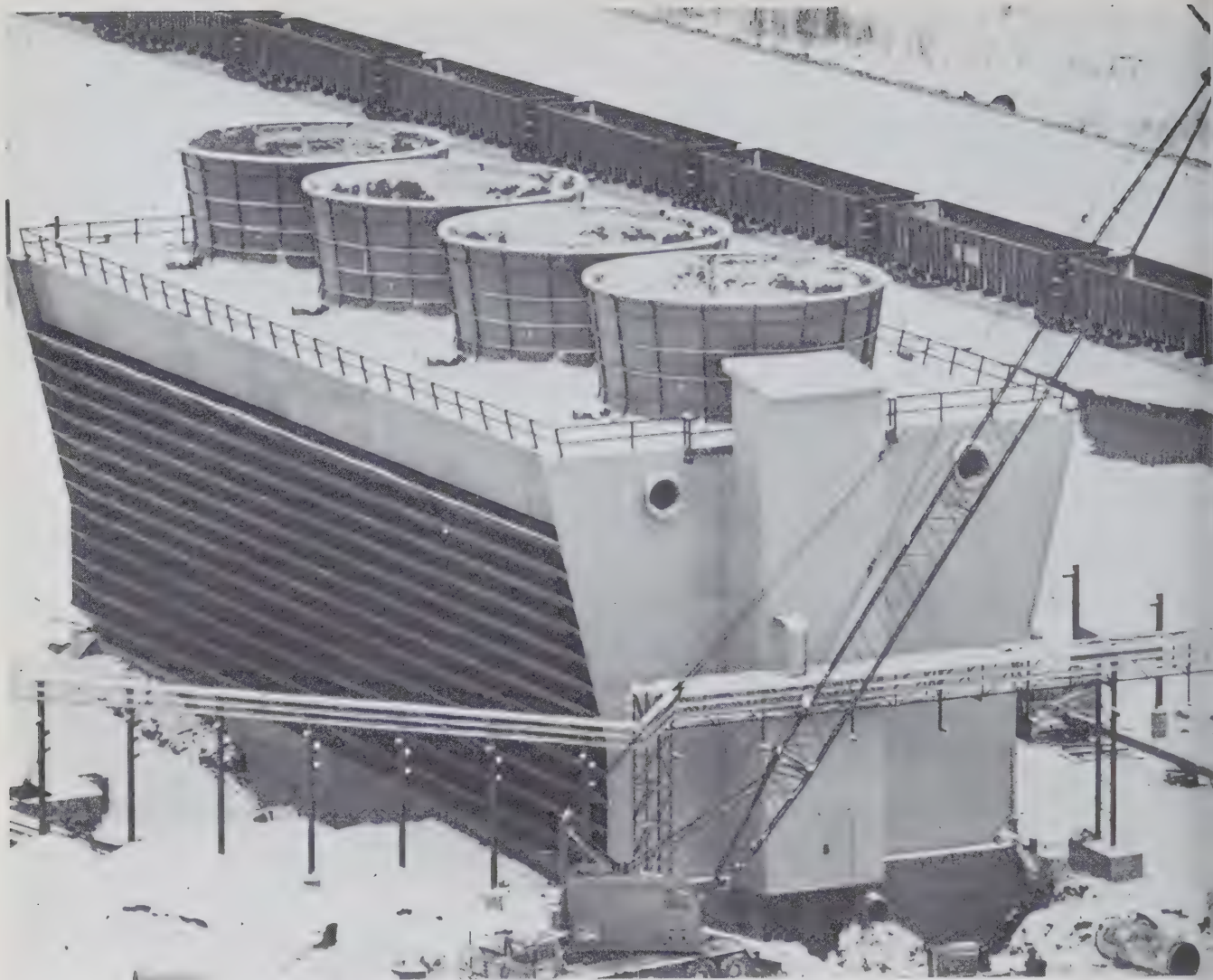
The 108 MW Bighorn Hydro-Electric Station under construction on the North Saskatchewan River by Calgary Power.

Alberta Power Ltd. plans a sizeable expenditure during 1972 for high voltage transmission lines in the Drumheller, Grande Prairie and Vegreville areas. The existing transmission substations will be upgraded to cope with the increased load.

La centrale hydraulique Bighorn de 108 MW en voie de construction par la Calgary Power sur la rivière Saskatchewan-Nord.

l'existence possible d'une puissance hydro-électrique inutilisée de 3,000 MW. Les coûts élevés du marché monétaire rendent toutefois ces entreprises peu intéressantes pour le moment.

L'Alberta Power Ltd. prévoit effectuer des dépenses considérables en 1972 pour les lignes de transport à haute tension des régions de Drumheller, Grande Prairie et de Vegreville. Les postes actuels seront améliorées afin de pouvoir acheminer les charges accrues.



This huge cooling tower (capacity 70,000 gallons/minute) will recirculate the cooling water supply for Alberta Power's H.R. Milner Station, eliminating any possibility of thermal pollution of the Smoky River.

Cette énorme tour de refroidissement d'une capacité de 70,000 gallons par minute recyclera l'eau de refroidissement utilisé par la centrale H.R. Milner de l'Alberta Power, éliminant ainsi toute possibilité de pollution thermique de la rivière Smoky.

BRITISH COLUMBIA

Emphasis was on the expansion of hydro-electric facilities in British Columbia during 1971 with a total of 377 MW of new capacity being added to B.C. Hydro's system. A sixth 227 MW unit was installed at the Gordon M. Shrum Station on the Peace River while redevelopment of the Jordan River Station accounted for the remaining 150 MW. With the commissioning of this new unit at Jordan River, the four old units, which had a combined capacity of 26.4 MW, were retired from service.

Thermal electric additions during the year were minor in nature with approximately 3 MW of new diesel

COLOMBIE-BRITANNIQUE

En 1971, l'expansion s'est manifestée surtout dans le secteur hydro-électrique en Colombie-Britannique alors qu'on a ajouté des installations d'une puissance totale de 377 MW au réseau de la *B.C. Hydro*. On a installé un sixième groupe de 227 MW à la centrale Gordon M. Shrum sur la rivière Peace alors que l'expansion de la centrale de la rivière Jordan a rendu compte du solde de l'accroissement, soit 150 MW. Lors de la mise en service de ce nouveau groupe à la centrale de la rivière Jordan, on a mis hors service les quatre vieux groupes dont la puissance combinée était de 26.4 MW.



Mica Dam, located about 85 miles north of Revelstoke, B.C., is the highest earthfill dam in Canada.

Le barrage Mica, situé environ 85 milles au nord de Revelstoke, C.-B., est le barrage en terre le plus élevé au Canada.

capacity being added at various locations. With a number of stations being removed from service completely and others having their capacity reduced substantially, there was a net reduction in 1971 of 21 MW in the province's total internal combustion capacity. The more noticeable decreases include a 7 MW reduction in the capacity of the Dawson Creek Station (resulting capacity 13 MW) and the retirement of the 5 MW Chetwynd and 9 MW Prince George stations, all B.C. Hydro plants.

Although expansion in the immediate future will continue to concentrate heavily on the development of additional hydro-electric capacity, long term plans call for substantial increases in thermal electric generation as well. The year 1972 should see the completion of one

Les additions aux installations thermiques en 1971 ont été relativement peu importantes, car on a ajouté des groupes diesel d'une puissance globale de 3 MW à divers endroits. Étant donné le nombre des centrales qui ont été mises hors service et la réduction considérable de la puissance des autres centrales, la province a enregistré une perte nette de 21 MW dans le secteur des groupes à combustion interne en 1971. Les réductions les plus notables comprennent une réduction de 7 MW à la centrale de Dawson Creek (puissance résultante de 13 MW) et la mise hors service des centrales de Chetwynd (5 MW) et de Prince George (9 MW). Toutes ces centrales appartiennent à la B.C. Hydro.

Bien que l'expansion dans l'avenir immédiat

hydro-electric station, the 50 MW Whatshan Plant on the Whatshan River, and the installation of units 7 and 8 (227 MW each) at the Gordon M. Shrum Station. The contract has been awarded for a ninth 227 MW unit at the G.M. Shrum Plant to be on line by the fall of 1974. The Kootenay Canal project on the Kootenay River and the Mica Dam project on the Columbia River will provide another 500 MW (1975-1977) and 1,740 MW (1976-1977) respectively. It is anticipated that an additional two 435 MW units will be installed at Mica Dam at a later date, which will bring the plant's ultimate capacity to 2,610 MW. Lesser but significant thermal electric additions will result from a 150 MW unit addition to the 750 MW Burrard Plant at Vancouver in 1974 and two new gas turbine stations; a single unit (40.5 MW) plant at Port Hardy in 1973 and a two unit (28.6 MW each) plant at Prince Rupert in 1973-74. Provision has been made for added capacity at the Port Hardy Plant in future years.

Considerable circuit mileage was added to the transmission system in British Columbia during 1971. Some of the more notable additions include: a 100 mile 230 kV line connecting the East Kootenay region to the integrated grid system, a 53 mile 230 kV line from Kelly Lake (near Clinton) to a new substation at 100 Mile House, conversion of a 60 kV line to 138 kV in the Thompson River Valley, and a 62 mile line between Nicola Substation and the Similkameen Mining Company's new operation south of Princeton.

YUKON TERRITORY

The only noteworthy addition undertaken in the Yukon Territory during the year was the installation by the Northern Canada Power Commission of a 5,150 kW diesel unit at Faro.

The Yukon Electric Company, an Alberta Power subsidiary, plans minor expansion of the Territory's generation and transmission facilities in 1972.

NORTHWEST TERRITORIES

The year 1971 saw the commissioning of two 5,150 kW units by the Northern Canada Power Commission. One of the units was installed in a new station at Pine Point while the other was an addition to the Inuvik Station. This new unit raises the capacity of the Inuvik Station to in excess of 10,000 kW.

The only other addition of consequence during the year was a 500 kW unit placed into service at Northland Utilities' Hay River Plant. Northland Utilities, an Alberta Power associate company, expects to add two 800 kW generators to the Hay River Plant in 1972 to replace the

continuera à être concentrée fortement dans le secteur des aménagements hydro-électriques, les plans à long terme prévoient également des augmentations importantes des installations thermiques.

On procédera en 1972 à l'achèvement de la centrale hydraulique de Whatshan (50 MW) sur la rivière Whatshan et à l'installation des groupes 7 et 8 d'une puissance individuelle de 227 MW à la centrale Gordon M. Shrum. La *B.C. Hydro* a conclu un contrat en vue de l'installation d'un neuvième groupe de 227 MW à la centrale G.M. Shrum; ce groupe devrait être mis en service à l'automne de 1974. Les aménagements du canal Kootenay, sur la rivière Kootenay, et du barrage Mica, sur le fleuve Columbia, fourniront une puissance additionnelle respective de 500 MW (1975-1977) et de 1,740 MW (1976-1977). On prévoit l'installation ultérieure de deux autres groupes de 435 MW au barrage Mica, ce qui portera la puissance définitive de la centrale à 2,610 MW. Le secteur thermique connaîtra une expansion moins considérable mais néanmoins importante avec l'addition d'un groupe de 150 MW à la centrale Burrard (750 MW) à Vancouver en 1974, un groupe de 40.5 MW à Port Hardy et deux groupes (28.6 MW chacun) à Prince-Rupert en 1973-1974. On prévoit l'addition d'autres groupes à la centrale de Port Hardy au cours des années qui suivront.

Le réseau de transport de la Colombie-Britannique a connu une expansion considérable en 1971. Parmi les additions les plus remarquables, on compte une ligne de 230 kV de 100 milles qui relie la région d'East Kootenay au réseau maillé intégré, une ligne de 230 kV de 53 milles qui relie Kelly Lake (près de Clinton) à un nouveau poste à 100 Mille House, la conversion de la ligne de 60 kV de la vallée de la rivière Thompson dont la tension est maintenant de 138 kV et l'installation d'une ligne de 62 milles entre le poste Nicola et la nouvelle exploitation de la *Similkameen Mining Company* au sud de Princeton.

YUKON

Le seul projet d'expansion notable qui a été entrepris au Yukon en 1971 a été l'installation par la Commission d'énergie du Nord canadien d'un groupe diesel de 5,150 kW à Faro.

La *Yukon Electric Company*, filiale de l'*Alberta Power*, prévoit certains travaux d'expansion mineurs pour les installations de production et de transport d'électricité au Yukon en 1972.

TERRITOIRES DU NORD-OUEST

La Commission d'énergie du Nord canadien

present mobile generators.

A 69 kV transmission line to connect the communities of Tuktoyaktuk and Inuvik, being built by the Northern Canada Power Commission is scheduled for completion in 1972.

procédé en 1971 à la mise en service de deux nouveaux groupes de 5,150 kW. Un de ces groupes a été installé dans une nouvelle centrale à Pine Point alors que l'autre a été ajouté à la centrale d'Inuvik. L'addition de ce nouveau groupe a porté la puissance de la centrale d'Inuvik à plus de 10,000 kW. La seule autre addition importante en 1971 a été celle d'un groupe de 500 kW qui a été mis en service par la *Northland Utilities* à sa centrale de Hay River.

La *Northland Utilities*, société affiliée à l'*Alberta Power*, prévoit l'addition de deux génératrices de 800 kW à la centrale de Hay River en 1972 afin de remplacer les génératrices mobiles qui produisent actuellement la charge additionnelle requise dans la région.

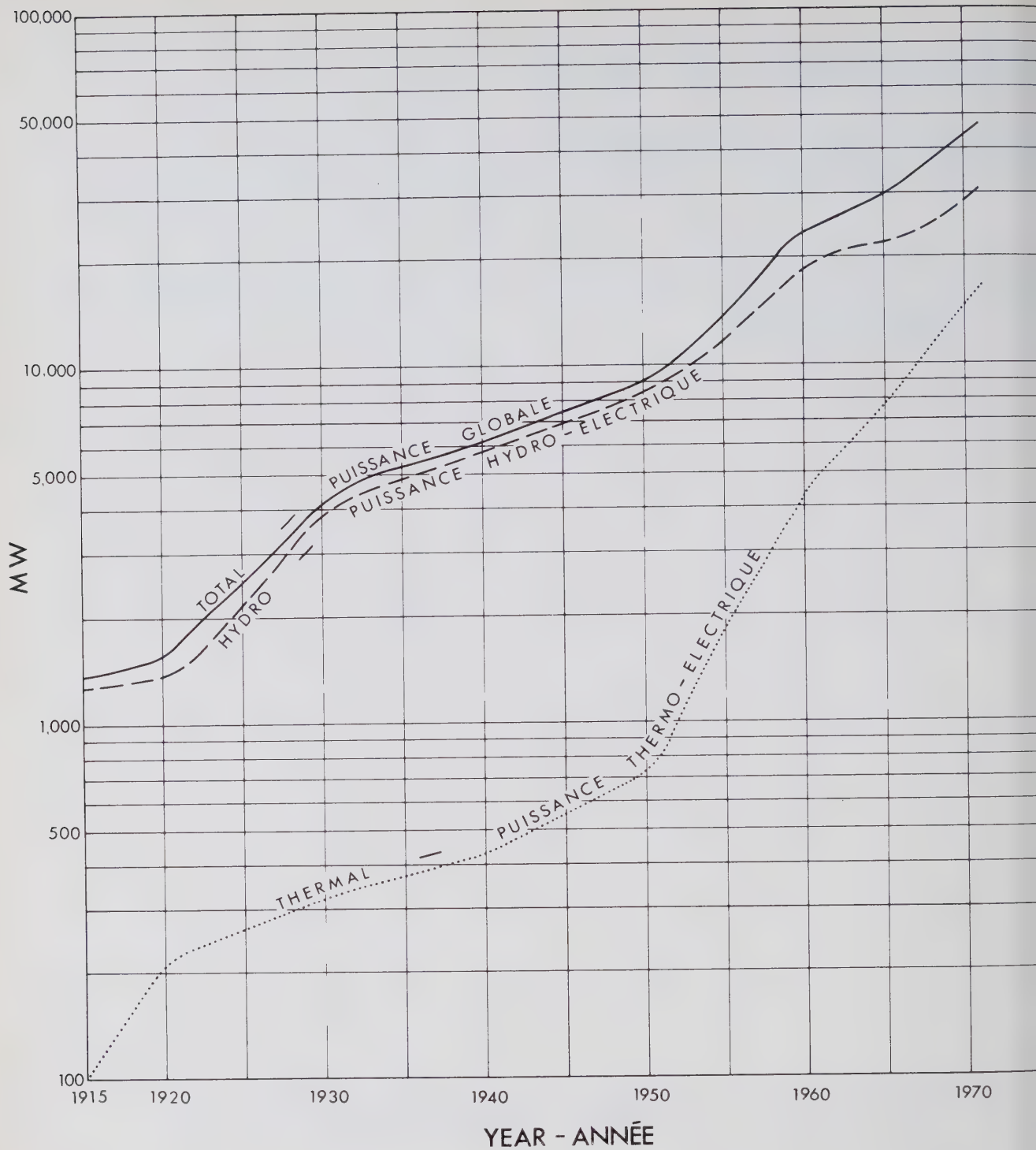
La Commission d'énergie du Nord canadien terminera au cours de 1972 la ligne de transport de 69 kV qui reliera les agglomérations de Tuktoyaktuk et Inuvik.

development of
electric power

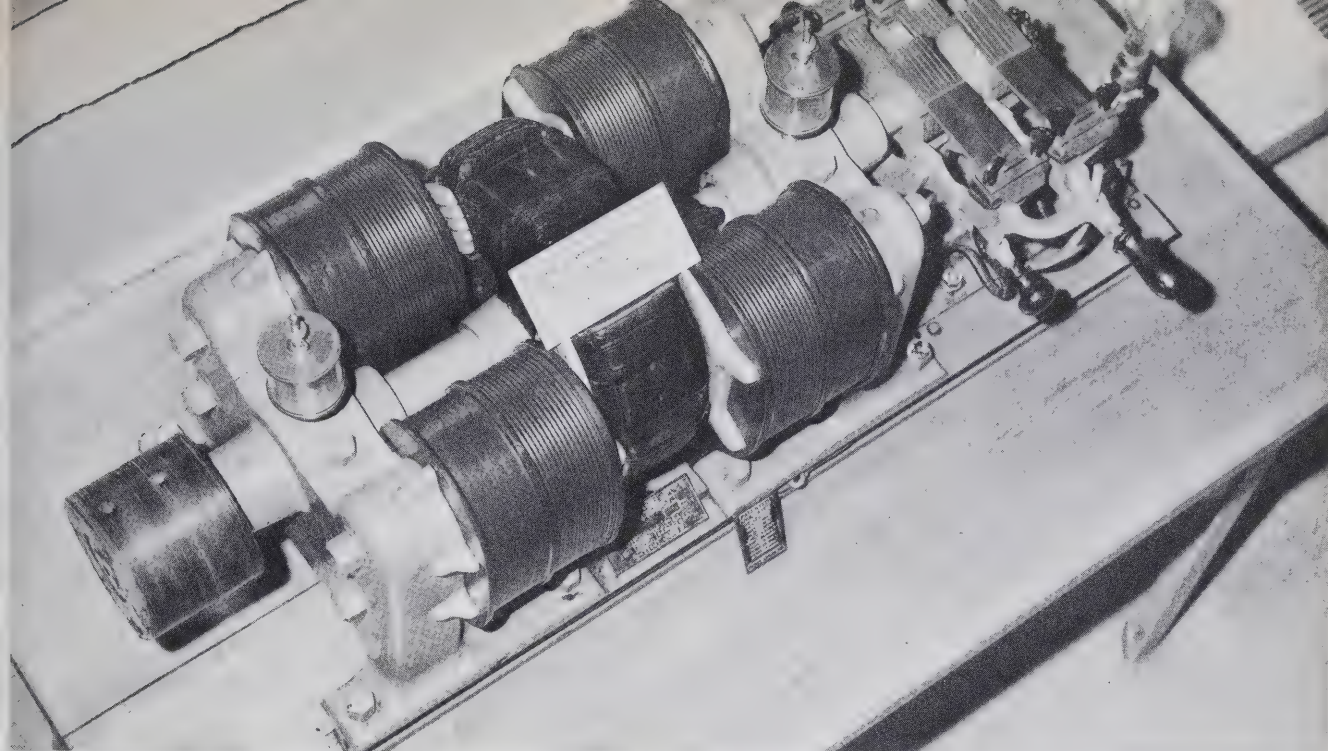
in canada

expansion des installations
électriques

au canada



*Growth of electric power generating capacity in Canada.
Accroissement de la capacité de production d'énergie électrique au Canada.*



An early generator - installed 1889

Une génératrice mise en service en 1889

HISTORICAL SUMMARY

The history of electric power development in Canada throughout the 20th Century can best be described as one of tremendous growth. In the 1915 to 1971 period alone, total installed generating capacity grew from about 1,400 MW to nearly 47,000 MW corresponding to an average annual growth rate of approximately $6\frac{1}{2}\%$.

The graph on the opposite page illustrates the sustained growth which has taken place since 1915. Closer examination reveals a strong correlation between this expansion of the power industry and the general economic conditions in the country. For example, the first major jump in the capacity installation rate occurred during the economically prosperous 1920's. Although the effects of the Great Depression began to be felt early in the 1930's there was no decrease in installation rate until about 1935 because of the time lag inherent in electric power developments. From 1935, installation of new capacity continued at a reduced rate until the economy was suddenly expanded by the outbreak of the war in 1939. Again the installation rate soared to power Canada's war industries. By the end of 1943 the economy was again slowing considerably; this was reflected in a slower installed capacity growth rate over the next five years. The post-war industrial expansion which commenced in the late 1940's provided the impetus for the particularly sharp growth which has continued to the present.

BREF HISTORIQUE

L'histoire de l'énergie électrique au Canada a été marquée, au vingtième siècle, par une expansion considérable. De 1915 à 1971 seulement, la puissance globale est passée de quelque 1,400 MW à près de 47,000 MW, ce qui correspond à un taux de croissance annuel d'environ 6.5%.

Le tableau figurant à la page ci-contre illustre bien l'expansion de la capacité électrique depuis 1915. À l'examen, on peut constater que le développement de l'industrie de l'électricité est étroitement lié à la situation économique du pays en général. À titre d'exemple, la première hausse appréciable de la puissance installée a eu lieu au cours des prospères années 1920. Bien que les répercussions de la crise économique se soient fait sentir dès le début des années trente, le rythme d'installation n'a commencé à décliner que vers 1935 en raison du décalage inhérent à l'industrie de l'électricité. À partir de 1935, l'installation de nouvelle puissance s'est poursuivie au ralenti jusqu'à la reprise économique déclenchée par la guerre en 1939. À cette époque, la puissance installée augmenta pour satisfaire aux besoins de l'industrie de guerre canadienne. À la fin de l'année 1943, il y a eu un ralentissement sensible de l'activité économique; par conséquent, l'expansion des installations de production d'électricité fut également plus lente pendant les cinq années qui suivirent. L'expansion industrielle d'après-guerre, qui débuta vers la fin des années quarante, imprima un élan au développement de l'industrie électrique qui a continué jusqu'à nos jours.

Another noticeable feature shown in the graph is the exceptionally rapid growth in thermal generating capacity over the past few years. Contributing only a minor portion of the country's total capacity until the late 1940's (as late as 1950 — more than 90% of total installed capacity was hydro-electric), thermal electric developments rapidly became a very important source of new capacity and by 1971 had grown to account for a remarkable 34% of Canada's total generating capacity. Over the past 15 years the average annual thermal growth rate has been more than 13%.

Although most of this large increase in thermal generating capacity resulted from new conventional thermal plants, in recent years thermal nuclear stations

Le tableau révèle également que l'expansion de la production d'énergie thermique a été exceptionnellement rapide depuis quelques années. En effet, alors que les centrales thermiques ne constituaient qu'une faible partie de la puissance totale du Canada à la fin des années quarante (jusqu'en 1950, plus de 90% de la production était hydro-électrique), elles ont pris de l'importance depuis lors et leur puissance constituait remarquablement 34% de celle de l'ensemble du pays en 1971. L'expansion annuelle de ce secteur de production depuis quinze ans a été de plus de 13%.

Bien que la plus grande partie de cet accroissement important de la capacité de production d'origine thermique provienne de nouvelles centrales de type

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA 1920 — 1971* (MW)

PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA

THERMAL — T H E R M I Q U E					
YEAR ANNÉE	CONVENTIONAL CLASSIQUE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL	HYDRO HYDRAULIQUE	TOTAL
1920	209	—	209	1,308	1,517
1930	320	—	320	3,837	4,157
1940	421	—	421	5,645	6,066
1950	706	—	706	8,228	8,934
1951	928	—	928	8,793	9,721
1952	1,247	—	1,247	9,363	10,610
1953	1,669	—	1,669	10,014	11,683
1954	1,686	—	1,686	10,788	12,474
1955	1,825	—	1,825	11,592	13,417
1956	2,425	—	2,425	13,425	15,850
1957	2,651	—	2,651	14,518	17,169
1958	2,876	—	2,876	15,683	18,559
1959	3,573	—	3,573	17,536	21,109
1960	4,392	—	4,392	18,657	23,049
1961	5,072	—	5,072	19,019	24,091
1962	5,609	20	5,629	19,338	24,967
1963	6,180	20	6,200	20,101	26,301
1964	6,694	20	6,714	20,313	27,027
1965	7,557	20	7,557	21,771	29,348
1966	8,087	240	8,327	22,438	30,765
1967	9,373	240	9,613	23,353	32,966
1968	10,711	240	10,951	24,957	35,908
1969	12,321	240	12,561	27,031	39,592
1970	14,283	240	14,523	28,293	42,816
1971	14,507	1,570	16,077	30,601	46,678

*Les chiffres cités pour 1955 et les années antérieures ne comprennent pas la puissance des centrales qui consommaient toute leur production. Seules les centrales qui vendaient de l'énergie sont comprises. Informations obtenues de Statistique Canada.

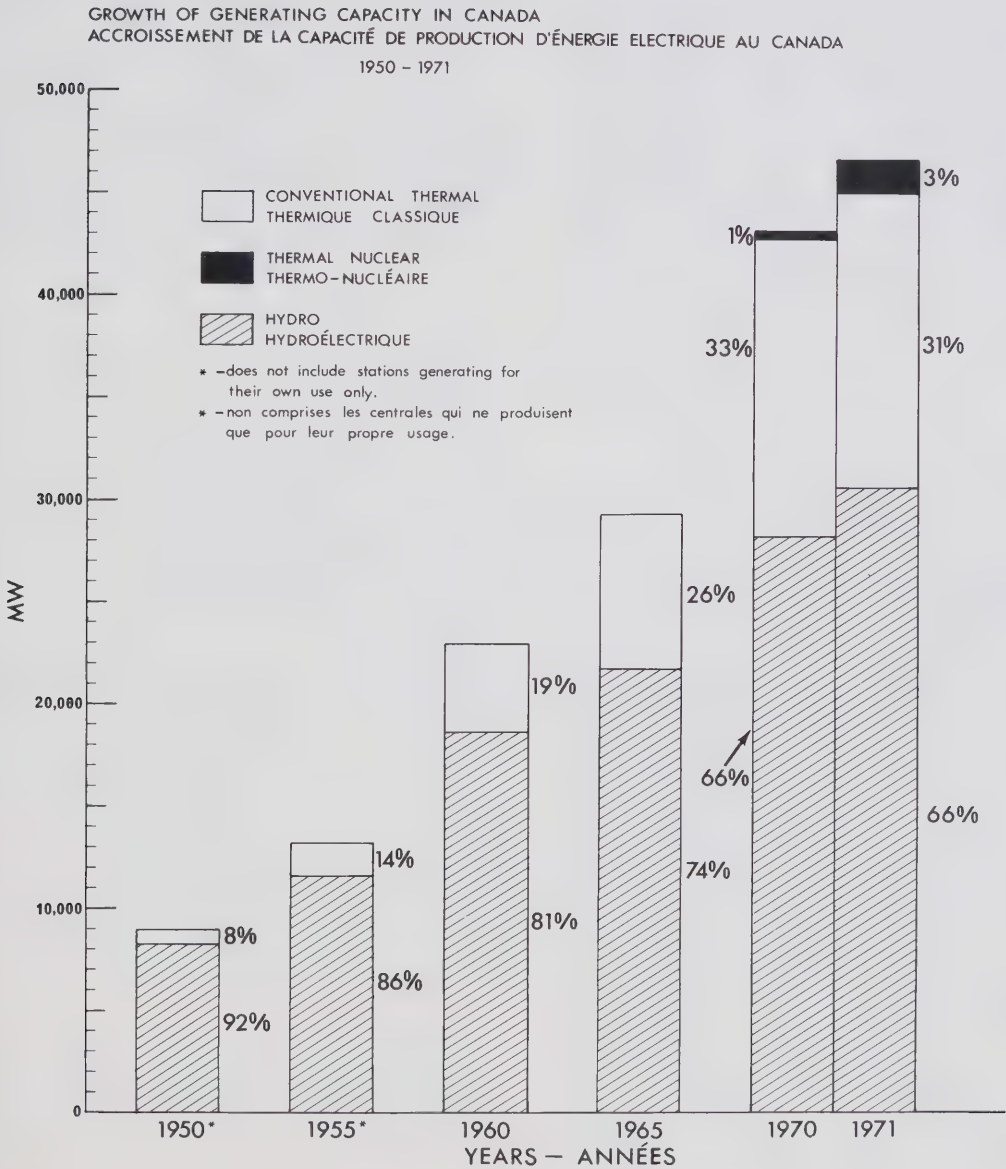
*Figures appearing for 1955 and earlier do not include stations generating entirely for own use. Only those stations which sold energy are included. Information obtained from historical records of Statistics Canada.

have played an important role as well. Over the last five years for instance, the nuclear portion of total thermal electric capacity rose from 3% (240 MW) to nearly 10% (1,570 MW). With an additional 4,280 MW of nuclear capacity firmly committed for service, this trend will continue in future years.

The electric utility industry has expanded from meeting the needs of local areas or small regions to large systems with extensive transmission systems within provincial boundaries and, where appropriate, by the provision of interconnections between provinces and across the international boundary with the United States.

classique, les centrales nucléaires ont aussi joué un rôle important depuis quelques années. Ainsi au cours des cinq dernières années, la part de la production totale d'électricité d'origine thermique dont sont responsables les centrales nucléaires s'est accrue de 3% (240 MW) jusqu'à près de 10% (1,570 MW). L'addition de 4,280 MW à la capacité d'origine nucléaire, permettra à cette tendance de se maintenir au cours des prochaines années.

Alors qu'à l'origine l'industrie des services d'électricité ne répondait qu'aux besoins locaux ou régionaux, elle s'est développée en de grands réseaux comportant des systèmes de transport importants à l'intérieur des limites provinciales et, aux endroits où c'est utile, ces systèmes de transport sont interconnectés avec ceux des autres provinces et des États-Unis.



ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION IN CANADA 1950 – 1971

YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION IN CANADA (GWh)	PERCENTAGE CONSUMPTION			
		COMMERCIAL*	DOMESTIC AND FARM	INDUSTRIAL	LOSSES AND UNACCOUNTED
1950	53,459	11	13	67	9
1955	77,946	12	16	63	9
1960	109,302	12	19	60	9
1965	144,165	16	21	55	8
1970	201,311	13	20	58	9
1971	211,327	15	21	56	8

*Includes street lighting.

CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA, 1950-1971

ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE AU CANADA (GWh)	RÉPARTITION PROCENTUELLE			
		CONSOMMATION COMMERCIALE*	CONSOMMATION DOMESTIQUE ET AGRICOLE	CONSOMMATION INDUSTRIELLE	PERTES ET CONSOMMATION INEXPLIQUÉE
1950	53,459	11	13	67	9
1955	77,946	12	16	63	9
1960	109,302	12	19	60	9
1965	144,165	16	21	55	8
1970	201,311	13	20	58	9
1971	211,327	15	21	56	8

*Y compris l'éclairage des rues.

UTILIZATION

After deducting about 8% for losses, total electrical energy consumed in Canada during 1971 was divided amongst commercial users (15%), domestic and farm consumption (21%) and industrial loads (56%). This latter group can be subdivided approximately as follows: one third to the mineral industry (including smelting and refining), one quarter to the pulp and paper industry, one tenth to chemical manufacturing and the remaining portion to all other industrial categories. The availability of electrical energy, at reasonable cost, is an important element in Canada's opportunity for industrial growth.

For a few industries the cost of electric energy is a key element in economic competitiveness. For most industries, however, electrical energy is but one of many cost elements which influence the opportunities for expansion. The assurance of a reliable supply of electrical energy, the availability of assured supplies to meet the needs of growing demand without delay, and attention to the many other factors influencing industrial development will normally be a more effective recipe for industrial growth than one which assumes that "low cost power" is an essential or sole ingredient for success.

Over the past two decades, the portion of the country's total electrical energy consumed by industry has dropped appreciably (from 67% in 1950 to 56% in 1971) while consumption by other sectors has risen significantly. This is not to say that there has been an actual decline in industrial demand, but rather that industrial expansion has been of a less energy intensive type and there has been a more rapid growth by the other users. Domestic and farm consumption has shown the highest increase, from 13% of the total in 1950 to approximately 21% today. Commercial consumption has also risen noticeably, from only 11% in 1950 to the current 15%. The growth amongst non-industrial customers results from a greater reliance by Canada's population on facilities powered by electricity. Tremendous quantities of electrical energy are required, for example, to meet rapidly escalating demands for heating, cooling, lighting, transportation, elevators, electrical appliances and farm machinery. The shift of population from rural areas to cities and towns, where electrical demand is greatest, has also been a contributing factor to this growth.

Of total energy made available in Canada during 1971 more than two thirds was consumed in Ontario and Quebec with the remaining one third shared by all other regions. The share of total consumption by these other

UTILISATION

Après déduction d'environ 8% pour les pertes, la consommation totale d'énergie électrique au Canada en 1971 s'est répartie de la façon suivante: usages commerciaux 15%, consommation domestique et agricole 21% et consommation industrielle 56%. Dans ce dernier groupe, on compte approximativement un tiers pour l'industrie minérale (y compris la fusion et l'affinage), un quart pour l'industrie des pâtes et papiers, un dixième pour l'industrie des produits chimiques et le reste pour tous les autres types d'industries. La disponibilité d'énergie électrique à prix raisonnable pour répondre à cette demande industrielle considérable constitue un élément important dans les possibilités d'expansion industrielle du Canada.

Pour un petit nombre d'industries, le prix de l'électricité est un élément majeur dans la concurrence économique. Cependant, pour la plupart, le prix de l'électricité n'est qu'un des nombreux éléments du prix de revient qui influent sur les possibilités d'expansion. L'assurance de pouvoir compter sur un bon approvisionnement en électricité, la disponibilité d'approvisionnements sûrs pour répondre sans tarder aux besoins de la demande croissante et l'attention accordée aux nombreux autres facteurs qui influent sur le développement industriel constituent une recette de croissance industrielle beaucoup plus efficace qu'une politique qui présumerait que «l'électricité à bas prix» est un facteur essentiel du succès ou même le seul.

Au cours des vingt dernières années, le rapport entre la consommation industrielle et la consommation totale d'électricité au pays a baissé de façon appréciable (de 67% en 1950 à 56% en 1971) alors que la consommation attribuable aux autres secteurs a augmenté de façon significative. Ceci ne veut pas dire qu'il y ait eu réellement diminution de la demande industrielle, mais plutôt que l'expansion industrielle s'est manifestée dans les industries moins consommatrices d'énergie pendant que les autres types d'utilisation ont progressé plus rapidement. La consommation domestique et agricole a montré l'accroissement le plus marqué, passant de 13% de la consommation totale en 1950 à environ 21% aujourd'hui. La consommation commerciale s'est également accrue notablement, passant de seulement 11% en 1950 au chiffre actuel de 15%. La croissance de la consommation parmi les clients non industriels résulte d'une plus grande utilisation d'appareils et d'installations électriques par la population canadienne. D'énormes quantités d'énergie électrique sont requises, par exemple, pour répondre aux besoins rapidement croissants de la population pour le chauffage, la réfrigération, l'éclairage,

regions has, however, been rising (combined total of 26% in 1960 compared to 33% in 1971) while it has been declining in Quebec (40% in 1960 – 33% in 1971) and has remained constant in Ontario (34%). In all parts of Canada industrial users have been and are still the prime consumers. The actual portion of total energy consumed by industry in 1971 for instance, ranged from a high of 64% in British Columbia (including the northern territories) to a low of 47% in the Prairie Provinces. Domestic and farm consumption remains greatest in the Prairie Provinces and Ontario but for somewhat different reasons. In Ontario where the majority of people are urban dwellers, it is the high demand from the large cities that accounts for the higher level, while in the Prairies, it results from a substantial farming load combined with a normal level of domestic usage.

Part of Canada's growing need for electric energy reflects a growth in population but in addition the consumption per capita increased in 1971 by 4.2% to 9,800 kWh/capita. Since 1960 consumption per capita in Canada has risen by more than 60%. The Atlantic Provinces experienced the largest increase, 154% to 6,600 kWh/capita, followed closely by the Prairie Provinces, 132% to 7,200 kWh/capita. The lowest increase over the period was in Quebec with only a 36% rise to 11,700 kWh/capita but the level was already very high. British Columbia recorded the highest per capita consumption in 1971, 12,800 kWh/capita.

It is interesting to note that Canada's electrical energy consumption per capita is amongst the world's highest. In fact, it ranks second only to Norway and leads such industrially developed countries as the United States, Sweden, the United Kingdom, Japan and France.

Electrical energy generated in Canada during the year was equivalent to 52.7% of the amount which in theory could be generated if the total installed capacity at the end of 1971 was operating continuously. The balance reflects fluctuations in load below peak demand during daily and seasonal cycles together with reserves of generation.

les transports, les ascenseurs, les appareils électroménagers et la machinerie agricole. L'émigration de la population rurale vers les villes où la demande d'électricité est la plus forte a également contribué à cette hausse.

En 1971, plus des deux tiers du total de l'énergie produite au Canada ont été consommés au Québec et en Ontario alors que les autres régions du pays se sont partagées le reste de la production. Le pourcentage de la consommation de ces autres régions par rapport à la consommation totale a toutefois augmenté (total combiné de 26% en 1960 comparativement à 33% en 1971) alors que le chiffre correspondant a baissé au Québec (40% en 1960 et 33% en 1971) et qu'il est demeuré constant en Ontario. Dans toutes les parties du Canada, les usagers industriels du Canada ont été et sont encore les principaux consommateurs. En 1971, le pourcentage réel de la consommation totale dont l'industrie a rendu compte a varié, par exemple, d'un sommet de 64% en Colombie-Britannique (y compris les Territoires du Nord) à un minimum de 47% dans les provinces des Prairies. La consommation domestique et agricole demeure le secteur le plus important dans les provinces des Prairies et en Ontario, mais pour des raisons quelque peu différentes. En Ontario, où la majorité de la population demeure dans les villes, le haut niveau de la consommation dans cette catégorie s'explique par la forte demande des grandes villes alors que dans les Prairies il s'explique par une importante consommation agricole alliée à un niveau normal d'utilisation domestique de l'électricité.

L'accroissement de la consommation de l'électricité au Canada est dû en partie à la croissance démographique, mais il faut toutefois noter que la consommation par habitant s'est accrue de 4.2% en 1971 pour passer à 9.8 MWh par habitant. Depuis 1960, la consommation par habitant a augmenté de plus de 60% au Canada. Les provinces de l'Atlantique ont connu la plus grande augmentation, soit 154% pour atteindre 6.6 MWh par habitant, et elles ont été suivies de près par les provinces des Prairies dont la consommation s'est accrue de 132% pour passer à 7.2 MWh par habitant. La plus faible augmentation au cours de cette période a été celle du Québec où la consommation n'a augmenté que de 36% pour atteindre 11.7 MWh par habitant, mais il faut dire que ce niveau était déjà très élevé. La Colombie-Britannique s'est classée au premier rang pour la consommation par habitant en 1971 (12.8 MWh par habitant).

Il est intéressant de noter que la consommation d'énergie électrique par habitant au Canada est parmi les plus élevées au monde. En fait, le Canada vient au deuxième rang, après la Norvège, et il précède des pays

industrialisés comme les États-Unis, la Suède, le Royaume-Uni, le Japon et la France.

La quantité d'énergie électrique produite au cours de l'année représente 52.7% de la capacité de production continue de toutes les centrales en fonctionnement à la fin de l'année. La différence entre l'électricité produite et la capacité de production reflète les fluctuations de la demande au-dessous du niveau de pointe au cours des cycles quotidiens et saisonniers ainsi que les réserves de production.

ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION BY REGION 1960-1965-1971

REGION	YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION (GWh)	% OF TOTAL CONSUMPTION	COMMER- CIAL**	PERCENTAGE CONSUMPTION		
					DOMESTIC & FARM	INDUSTRIAL	LOSSES AND UNACCOUNTED
Atlantic Provinces	1960	4,924	5	13	20	58	9
	1965	8,228	6	15	18	60	7
	1971	13,674	7	17	19	56	8
Quebec	1960	44,002	40	7	11	74	8
	1965	52,229	36	12	16	66	6
	1971	70,585	33	14	19	58	9
Ontario	1960	37,157	34	15	25	48	12
	1965	49,276	34	20	26	45	9
	1971	72,780	34	16	24	52	8
Prairie Provinces	1960	9,617	9	22	31	34	13
	1965	14,994	10	26	30	34	10
	1971	25,649	12	16	26	47	11
British Columbia*	1960	13,602	12	9	16	68	7
	1965	19,438	14	12	15	66	7
	1971	28,639	14	13	17	64	6
Canada	1960	109,302	100	12	19	60	9
	1965	144,165	100	16	21	55	8
	1971	211,327	100	15	21	56	8

*Includes YUKON and NORTHWEST TERRITORIES.

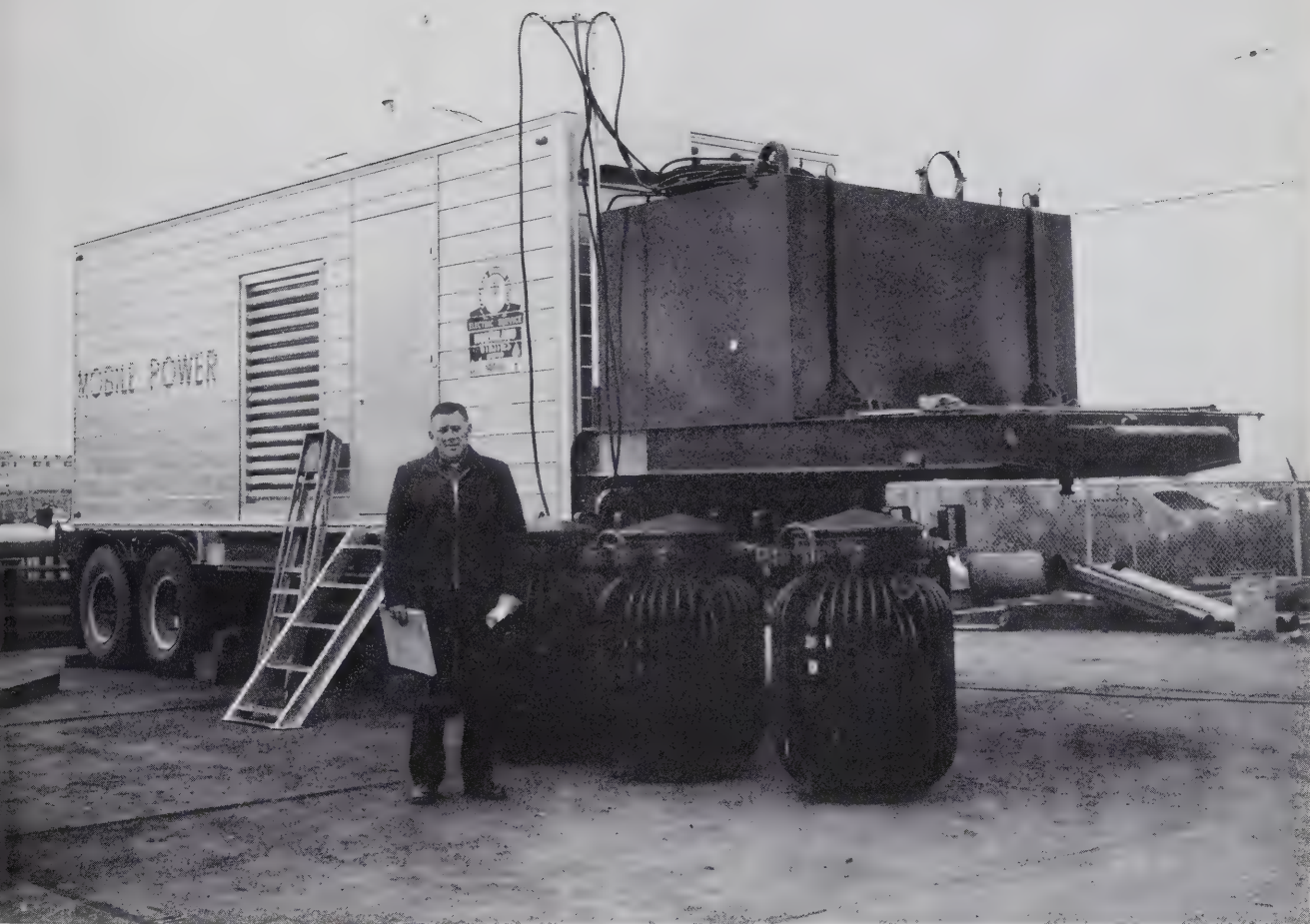
**Includes street lighting.

CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR RÉGION
1960-1965-1971

RÉGION	ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE (GWh)	POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION TOTALE	COMMER- CIALE**	RÉPARTITION PROCENTUELLE		
					DOMESTIQUE ET AGRICOLE	INDUS- TRIELLE	PERTES ET CONSOMMATION INEXPLIQUÉE
Provinces de l'Atlantique	1960	4,924	5	13	20	58	9
	1965	8,228	6	15	18	60	7
	1971	13,674	7	17	19	56	8
Québec	1960	44,002	40	7	11	74	8
	1965	52,229	36	12	16	66	6
	1971	70,585	33	14	19	58	9
Ontario	1960	37,157	34	15	25	48	12
	1965	49,276	34	20	26	45	9
	1971	72,780	34	16	24	52	8
Provinces des Prairies	1960	9,617	9	22	31	34	13
	1965	14,994	10	26	30	34	10
	1971	25,649	12	16	26	47	11
Colombie-Britannique*	1960	13,602	12	9	16	68	7
	1965	19,438	14	12	15	66	7
	1971	28,639	14	13	17	64	6
CANADA	1960	109,302	100	12	19	60	9
	1965	144,165	100	16	21	55	8
	1971	211,327	100	15	21	56	8

* Y compris le YUKON et les TERRITOIRES DU NORD-OUEST.

**Y compris l'éclairage des rues.



One of five mobile power plants constructed by Alberta Power to bring electric power to new oilfields in the northern portion of the province.

Une des cinq centrales mobiles construites par l'Alberta Power pour approvisionner en électricité les nouveaux champs de pétrole du Nord de la province.

ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION PER CAPITA BY REGION 1960-1965-1971

REGION	YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION (GWh)	POPULATION (000's)	CONSUMPTION/CAPITA (kWh/CAPITA)
Atlantic Provinces	1960	4,924	1,867	2,600
	1965	8,228	1,968	4,200
	1971	13,674	2,057	6,600
Quebec	1960	44,002	5,142	8,600
	1965	52,229	5,685	9,200
	1971	70,585	6,028	11,700
Ontario	1960	37,157	6,111	6,100
	1965	49,276	6,788	7,300
	1971	72,780	7,703	9,500
Prairie Provinces	1960	9,617	3,112	3,100
	1965	14,994	3,365	4,500
	1971	25,649	3,542	7,200
British Columbia*	1960	13,602	1,638	8,300
	1965	19,438	1,838	10,600
	1971	28,639	2,238	12,800
Canada	1960	109,302	17,870	6,100
	1965	144,165	19,644	7,300
	1971	211,327	21,568	9,800

*Includes YUKON and NORTHWEST TERRITORIES.

CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR HABITANT PAR RÉGION 1960-1965-1971

RÉGION	ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE (GWh)	POPULATION (en milliers d'habitants)	CONSOMMATION PAR HABITANT (kWh par habitant)
Provinces de l'Atlantique	1960	4,924	1,867	2,600
	1965	8,228	1,968	4,200
	1971	13,674	2,057	6,600
Québec	1960	44,002	5,142	8,600
	1965	52,229	5,685	9,200
	1971	70,585	6,028	11,700
Ontario	1960	37,157	6,111	6,100
	1965	49,276	6,788	7,300
	1971	72,780	7,703	9,500
Provinces des Prairies	1960	9,617	3,112	3,100
	1965	14,994	3,365	4,500
	1971	25,649	3,542	7,200
Colombie- Britannique*	1960	13,602	1,638	8,300
	1965	19,438	1,838	10,600
	1971	28,639	2,238	12,800
CANADA	1960	109,302	17,870	6,100
	1965	144,165	19,644	7,300
	1971	211,327	21,568	9,800

*Y compris le YUKON et les TERRITOIRES DU NORD-OUEST.

ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION PER CAPITA BY COUNTRY* 1960-1965-1970

COUNTRY	YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION (GWh)	POPULATION (000's)	CONSUMPTION/CAPITA (kWh/CAPITA)
CANADA	1960	109,302	17,870	6,100
	1965	144,165	19,644	7,300
	1970	203,714	21,297	9,600
FRANCE	1960	75,007	45,684	1,600
	1965	107,113	48,758	2,200
	1970	146,331	50,775	2,900
JAPAN	1960	115,500	93,260	1,200
	1965	192,100	98,030	2,000
	1970	359,500	103,540	3,500
NORWAY	1960	31,282	3,585	8,700
	1965	47,387	3,723	12,700
	1970	56,952	3,879	14,700
SWEDEN	1960	34,210	7,480	4,600
	1965	48,306	7,734	6,200
	1970	64,704	8,046	8,000
UNITED KINGDOM	1960	138,747	52,559	2,600
	1965	196,292	54,520	3,600
	1970	249,204	55,812	4,500
UNITED STATES	1960	896,116	180,667	5,000
	1965	1,226,652	194,237	6,300
	1970	1,739,853	204,800	8,500

*Energy and population figures for Canada obtained from Statistics Canada, for all other countries figures obtained from Organization for Economic Coordination and Development (O.E.C.D.) publications.

CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR HABITANT PAR PAYS* 1960-1965-1970

PAYS	ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE (GWh)	POPULATION (000's)	CONSOMMATION PAR HABITANT (kWh par habitant)
CANADA	1960	109,302	17,870	6,100
	1965	144,165	19,644	7,300
	1970	203,714	21,297	9,600
FRANCE	1960	75,007	45,684	1,600
	1965	107,113	48,758	2,200
	1970	146,331	50,775	2,900
JAPON	1960	115,500	93,260	1,200
	1965	192,100	98,030	2,000
	1970	359,500	103,540	3,500
NORVÈGE	1960	31,282	3,585	8,700
	1965	47,387	3,723	12,700
	1970	56,952	3,879	14,700
SUÈDE	1960	34,210	7,480	4,600
	1965	48,306	7,734	6,200
	1970	64,704	8,046	8,000
ROYAUME-UNI	1960	138,747	52,559	2,600
	1965	196,292	54,520	3,600
	1970	249,204	55,812	4,500
ÉTATS-UNIS	1960	896,116	180,667	5,000
	1965	1,226,652	194,237	6,300
	1970	1,739,853	204,800	8,500

Les chiffres relatifs à l'énergie et à la population sont fournis par Statistique Canada pour le Canada et tirés des publications de l'Organisation de coopération et de développement économiques (O.C.D.E.) pour tous les autres pays.

INDUSTRY STRUCTURE

The electric utility industry in Canada operates under provincial jurisdiction and with the exception of two provinces and the northern territories, generation and transmission is essentially the responsibility of provincial crown corporations. In the Yukon and Northwest Territories, responsibility is primarily vested with a federal crown corporation, the Northern Canada Power Commission, while in Alberta and Prince Edward Island it rests principally with investor-owned utilities. Private utilities, however, also play a significant but lesser role in Ontario, British Columbia, and Newfoundland and Labrador. In total, approximately one-tenth of all energy currently generated in Canada emanates from investor-owned utilities. The private utility portion of generation will approach one fifth of the total over the next few years as additional units are placed into service at the 5,225 MW Churchill Falls complex which is owned and operated by the Churchill Falls (Labrador) Corporation. Municipally-owned utilities, especially in Alberta, are an important source of electrical energy as well. Edmonton Power, owned by the City of Edmonton, for example, ranked tenth amongst Canada's utilities in terms of total energy generated during 1971.

In most regions of the country the major utilities (public or private) are concerned with virtually all aspects of energy production and transmission, including direct distribution to users. Two notable differences occur in Ontario and Labrador. Ontario Hydro, Canada's largest utility, generates and transmits electrical energy to the load centres, but, for the most part, sells the energy in bulk to municipally-owned utilities for customer distribution. Of total primary energy sold by Ontario Hydro in 1971 for instance, more than 65% was disposed of in this way. The remaining 35% was made up of retail (13%) and direct — industrial and utility (22%) sales. The Churchill Falls (Labrador) Corporation operates in a somewhat similar manner by selling most of its energy in bulk to Hydro-Quebec.

Generating facilities in industrial establishments accounted for less than 15% of Canada's total 1971 generation, down from almost 16% a year earlier. There has been an annual decline in industrial generation as it becomes increasingly attractive to purchase power from utilities who can take fuller advantage of larger unit sizes and operational flexibility. Even when process steam is required for an industrial process, there are some instances when it is attractive to purchase both steam and power from the electric utilities; supply of steam to the Point Tupper heavy water plant from the Nova Scotia Power Commission Point Tupper Thermal Station commissioned in 1969 is an example.

STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

Les services publics d'électricité du Canada relèvent de la compétence des provinces et, excepté faite de deux provinces et des territoires septentrionaux, production et le transport de l'électricité sont essentiellement la responsabilité de sociétés d'État provinciales. Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, cette responsabilité est confiée surtout à une société fédérale, la Couronne, la Commission d'énergie du Nord canadien, alors qu'en Alberta, dans l'Île-du-Prince-Édouard et Labrador des sociétés privées assument la plus grande partie de ces fonctions. Les sociétés privées jouent toutefois un rôle important, quoique moins prépondérant en Ontario, en Colombie-Britannique et dans l'Île de Terre-Neuve. Au total, les services privés d'électricité assurent environ un dixième de la production d'électricité du Canada. La participation des services privés à la production se rapprochera progressivement de 20% de la production totale au cours des cinq prochaines années, mesure que l'on mettra des groupes additionnels en service au complexe de 5,225 MW de Churchill Falls qui est exploité par son propriétaire, la *Churchill Falls (Labrador) Power Corporation*. Les services municipaux de production d'électricité jouent également un rôle important, particulièrement en Alberta. L'*Edmonton Power*, propriété de la cité d'Edmonton, par exemple, s'est classée au huitième rang parmi les services canadiens d'électricité pour la production totale d'énergie en 1970.

Dans la plupart des régions du pays, les grands services d'électricité (publics ou privés) s'intéressent pratiquement tous les aspects de la production et du transport de l'énergie, y compris la distribution directe aux utilisateurs. On remarque deux exceptions notables en Ontario et au Labrador. L'*Ontario Hydro*, plus grand service d'électricité du pays, produit et transporte l'électricité vers les centres de consommation, mais dans la plupart des cas, elle vend l'énergie en blocs aux services municipaux d'électricité qui se chargent de la distribution au consommateur. En 1971, par exemple, plus de 65% de l'énergie primaire totale vendue par l'*Ontario Hydro* l'est à des services municipaux. Le reste des ventes, 35%, est réparti entre les ventes au détail (13%) et les ventes directes (22%). La *Churchill Falls (Labrador) Power Corporation* fonctionne d'une façon assez semblable en vendant la plus grande partie de son énergie en blocs à Hydro-Québec.

Les installations de production d'électricité des entreprises industrielles ont rendu compte de moins de 15% de la production totale du Canada en 1971, qu'elles atteignaient près de 16% l'année précédente.

D'une année à l'autre, la production d'électricité par les industries diminue à mesure qu'il devient plus avantageux d'acheter l'électricité de services qui peuvent tirer pleinement parti de groupes plus importants et d'une flexibilité d'exploitation plus grande. Même lorsqu'une usine a besoin de vapeur pour une opération industrielle, il y a certains cas où il est avantageux d'acheter à la fois la vapeur et l'électricité des services d'électricité; la vente de vapeur d'eau à l'usine d'eau lourde de Point Tupper par la centrale thermique de Point Tupper, propriété de la *Nova Scotia Power Commission* qui a été mise en service en 1969, en est un bon exemple.



ELECTRICAL ENERGY SOURCES

Energy generated from falling water is a renewable resource based on natural precipitation and ultimately on the power of the sun. The energy may be extracted from river flows (run of the river) or these flows may be stored for periods in headponds or reservoirs and released through water turbines at times to suit the demand for energy. The available energy depends on the amount of precipitation in the watershed area and this varies from year to year with variation in rainfall. It also depends on available height (head) which can be developed economically; this in turn being a function of local topography. Most of the hydro-electric sites close to the larger centres of population and load in Canada have already been developed. Significant amounts of undeveloped water power exist, however, in British Columbia, Quebec and Manitoba but most would require considerable additional investment for transmission in addition to the relatively high investment in the hydro development itself. Such considerations have by no means precluded the development of these more remote sites. The largest electrical energy projects ever undertaken in Canada, the Churchill Falls and James Bay complexes, are but two manifest instances of the continuing importance of falling water as an energy source.

Another renewable source of energy currently receiving much attention involves the possibility of harnessing the ocean's tides. Although it might appear that such a scheme would provide a panacea for all the problems of future electrical energy development there are, nonetheless, certain fundamental disadvantages. A major problem inherent in this type of development is the matching of the timing of tidal movements to the timing of the demand for electrical power. Canada possesses in the Bay of Fundy one of the world's largest tidal variations. However, a study completed in 1969 found

SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

L'énergie produite par les chutes d'eau constitue une ressource renouvelable fondée sur les précipitations naturelles et finalement sur l'énergie solaire. L'énergie hydraulique peut être exploitée sans stockage des eaux dans la rivière (au fil de l'eau) ou encore grâce à des barrages qui permettent d'accumuler l'eau pendant les périodes de faible demande et de la relâcher pendant les périodes de pointe. La quantité d'énergie disponible dépend de l'importance des précipitations dans le bassin versant et ce facteur varie d'une année à l'autre. La quantité d'énergie dépend aussi de la hauteur de chute qui peut être aménagée économiquement et qui elle-même dépend de la topographie locale. La plupart des emplacements propices à la production d'hydro-électricité qui sont situés près des grands centres de consommation du Canada ont déjà été aménagés. Il existe toutefois d'importantes ressources hydrauliques qui n'ont pas encore été mises en valeur en Colombie-Britannique, au Québec et au Manitoba, mais dans la plupart des cas, leur exploitation nécessiterait des investissements additionnels considérables pour le transport de l'électricité en plus des investissements relativement élevés requis pour les centrales. De telles considérations n'ont aucunement empêché l'aménagement de sites plus éloignés. Les plus importants projets d'aménagement hydro-électrique jamais entrepris au Canada, les complexes de Churchill Falls et de la baie James ne sont que deux exemples manifestes de l'importance soutenue des chutes d'eau comme source d'énergie.

Une autre source d'énergie renouvelable qui soulève actuellement beaucoup d'intérêt est la possibilité d'exploiter les dénivellations créées par les marées océaniques. Bien que ce type d'aménagement semble à première vue constituer une panacée pour tous les futurs problèmes de production d'électricité, il comporte certains désavantages inhérents dont le principal est

that although the development of tidal power sites in the Bay of Fundy was technically feasible, under conditions prevailing at that time, even the most favourable scheme would not be economically competitive with other sources of energy.

Electrical energy is also generated from fuel fired steam plants utilizing the combustion of fossil fuels (coal, oil, gas) or from heat generated by controlled nuclear fission of uranium (or other fissile materials). Such plants are not tied as closely to geographical locations as hydro-electric generation but they do require a convenient source of fuel at reasonable cost and supplies of cooling water for steam condensers. Fossil fueled plants, in addition to discharging heat to cooling water also discharge combustion products to the atmosphere and both factors may place significant restrictions on the choice of sites. Transportation costs may also influence the choice of fuel amongst alternatives. All thermal plants including nuclear plants utilize fuel resources which, once used, cannot be replaced although, in terms of current consumption, reserves of some of the fuels are very large. Considerable effort is currently underway on effective methods of turning these large reserves into electric power with minimal disturbance to the ecological balance.

As the demand for electrical energy continues to spiral upwards while available hydro-electric potential and fuel reserves are depleted, scientists and engineers the world over are faced with the difficult task of discovering and developing unconventional sources of energy to satisfy this seemingly never ending thirst for electricity. Britain, France, the Soviet Union and the United States are spending millions of dollars each year on the development of what is termed a fast-breeder nuclear reactor system. This scheme is attractive since, as explained below, it permits the use of a substantially greater fraction of the energy potential in the fertile isotopes of uranium and thorium.

The basic processes in fission reactors, both breeder and non-breeder can be best understood by considering the characteristics of the available nuclear elements found in nature, uranium and thorium. These comprise two types of nuclear material. Fissile material, represented by the isotope Uranium 235 can be broken up on bombardment by a free neutron with resulting release of energy. Other free neutrons are emitted and these provide the possibility of a sustained chain reaction. Another class of element is called fertile material which can, under neutron bombardment be converted into fissile material and this in turn may be employed as a fuel.

manque de correspondance entre le cycle des marées et celui de la consommation d'électricité. Au Canada, la baie de Fundy a des marées dont l'amplitude est parmi les plus fortes au monde. Toutefois, une étude terminée en 1969 a révélé que, bien que l'exploitation marémotrice de la baie de Fundy était une entreprise techniquement réalisable, même le projet le plus attrayant n'aurait pu concurrencer économiquement les autres sources d'énergie dans les conditions qui prévalaient alors.

L'énergie électrique peut également être produite au moyen de centrales thermiques qui utilisent des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) ou la chaleur produite par la fission contrôlée de l'uranium (ou d'autres substances fissiles). De telles centrales thermiques ne dépendent pas aussi étroitement de l'emplacement géographique que les centrales hydrauliques, mais elles nécessitent une source convenable de combustibles à un prix raisonnable ainsi que des approvisionnements en eau pour le refroidissement des condensateurs. En plus de communiquer de la chaleur à l'eau de refroidissement, les centrales alimentées aux combustibles fossiles déversent des produits de combustion dans l'atmosphère, ce qui peut limiter considérablement le choix des lieux d'implantation. Le coût du transport peut également jouer un rôle déterminant dans le choix du combustible. Toutes les centrales thermiques, les centrales nucléaires y comprises, utilisent des combustibles qui, une fois consommés, ne peuvent être remplacés; par rapport à la consommation courante, toutefois, les réserves de certains de ces combustibles sont très considérables. On travaille activement à la mise au point de méthodes de transformation de ces vastes réserves en électricité qui permettraient de minimiser la perturbation de l'équilibre écologique.

Pendant que la demande d'énergie électrique continue à monter en flèche et que les ressources disponibles en potentiel hydro-électrique et en combustible s'épuisent, les scientifiques et ingénieurs du monde entier doivent s'acquitter de la difficile tâche de découvrir et de mettre au point des sources d'énergie peu conventionnelles pour répondre à cette demande d'électricité apparemment insatiable. La Grande-Bretagne, la France, l'Union Soviétique et les États-Unis dépensent chaque année des millions de dollars au développement de ce qu'on est convenu d'appeler un système de réacteur surrégénérateur rapide. Ce projet est attrayant car, comme on l'explique plus loin, il permet l'utilisation d'une proportion beaucoup plus grande du potentiel énergétique des isotopes fertiles de l'uranium et du thorium.

On peut mieux comprendre les principes du fonctionnement des réacteurs de fission si l'on considère

Examples of fertile material are Thorium 232 and Uranium 238 which can be converted to fissile Uranium 235 and Plutonium 239 respectively. The significance of this conversion (or "breeding" process) lies in the relative abundance of the fertile materials in nature. Only 0.7% of natural uranium is the fissile U 235, the balance being fertile U 238. Thorium resources appear to be about equal to uranium resources. It has been estimated that the potential nuclear fuel availability resulting from fertile materials being converted in breeders may be increased by a factor of about 40. A breeder reactor is one which produces more fissile from fertile material than it consumes in fissile fuel.

The technical problems involved in the development of breeders are many, but it is anticipated that a number of small and medium scale demonstration plants may be operational within the decade.

Work is also proceeding on still another source of nuclear generation — fusion power. The fusion process is somewhat the reverse of fission. Light atoms, such as hydrogen, are combined or "fused" with other light atoms. The result of both processes is the same; tremendous quantities of energy are released. The abundant availability of fuel supply makes the fusion reactor an attractive prospect. Work, however, is still in the pure research stage and it is not expected that fusion will become a viable source of power for at least 20 to 40 years. On the other hand, breeder technology may offer a more immediate source since it has already reached the point of actual development. This accounts, at least in part, for a substantially higher current expenditure by most countries on the breeder than the fusion reactor system.

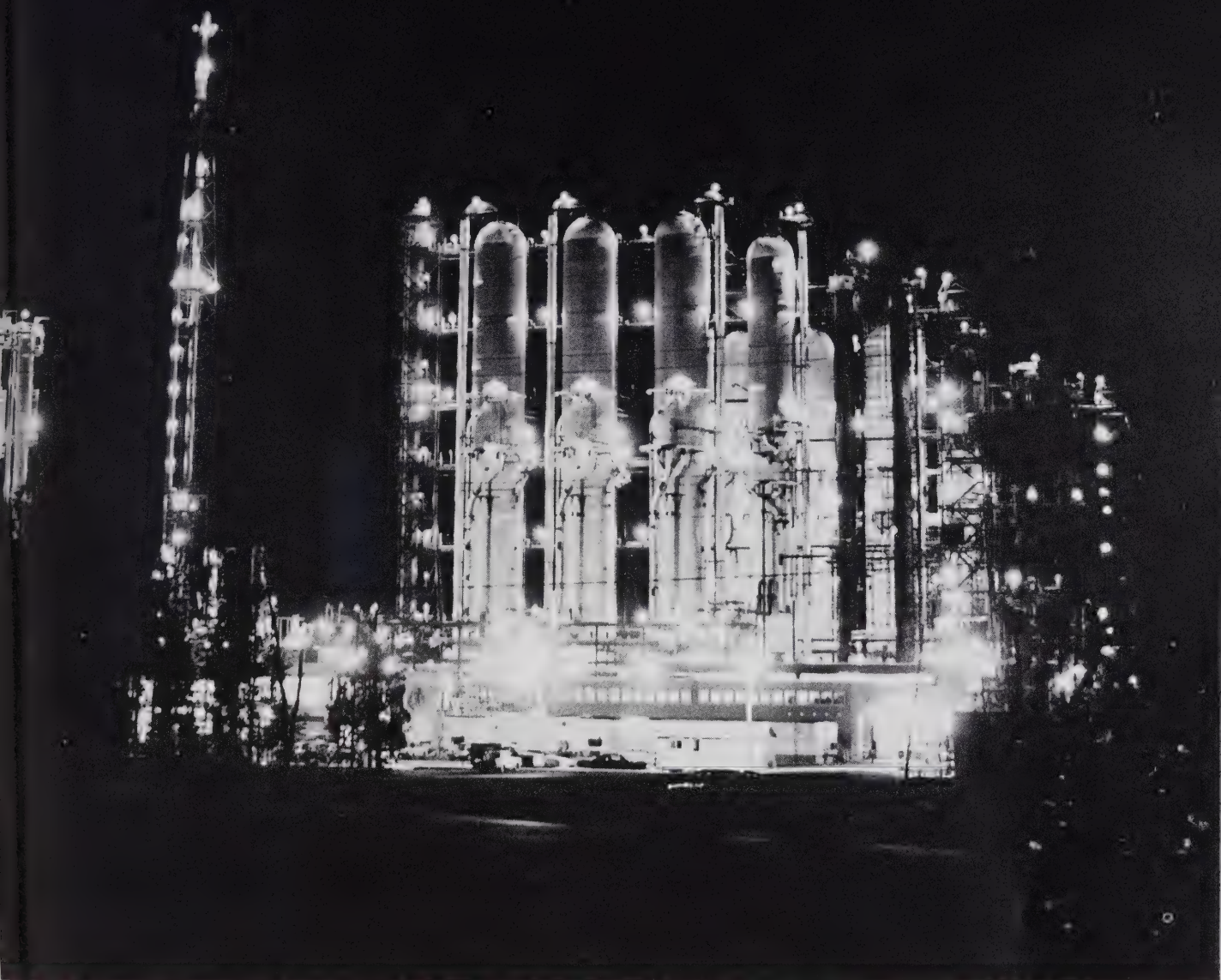
Canada's emphasis on reactor designs using "thermal" or slow neutrons and natural uranium shows promise of further development which can assist in avoiding an energy shortage towards the end of the century. The CANDU design features neutron economy allowing the use of natural uranium and has correspondingly low fuel costs. This in turn makes the CANDU system much less sensitive to increasing price of uranium and would thus expand the available fuel supply by permitting the extraction of uranium from much lower grade ore than is at present employed, including possibly the extraction of uranium from sea water. Other variants under study would employ thorium as part of the fuel charge.

There are thus at least three avenues being explored to expand nuclear energy resources. The

les caractéristiques des éléments radioactifs trouvés dans la nature, l'uranium et le thorium. Ces deux éléments comprennent deux types de matières nucléaires. Les matières fissiles qui sont représentées par l'isotope 235 de l'uranium peuvent éclater lorsqu'elles sont bombardées par un neutron libre et ce phénomène libère de l'énergie. D'autres neutrons libres sont émis et ces derniers rendent possible une réaction en chaîne soutenue. Une autre classe d'éléments est celle des matières fertiles qui, soumises au bombardement de neutrons, peuvent être transformées en matières fissiles qui, à leur tour, peuvent servir de combustible. Le thorium 232 et l'uranium 238 qui peuvent être transformés respectivement en uranium 235 et en plutonium 239 sont des exemples de matières fertiles qui servent à la production de matières fissiles. L'importance de ce phénomène de transformation ou «régénération» réside dans l'abondance relative des matières fertiles dans la nature. L'uranium naturel ne contient que 0.7% d'uranium 235 comparativement à 99.3% d'uranium 238. Les ressources en thorium semblent à peu près égales aux ressources en uranium. On a évalué que la transformation des matières fertiles à l'aide de réacteurs surrégénérateurs pourrait multiplier par un facteur de 40 les ressources potentielles en combustible nucléaire. Un réacteur surrégénérateur est un réacteur qui produit à partir d'une substance fertile une quantité de substance fissile supérieure à celle qu'il consomme comme combustible.

Les problèmes techniques en cause dans le développement de réacteurs surrégénérateurs sont nombreux, mais on prévoit qu'un certain nombre d'usines de démonstration à échelle petite et moyenne seront en état de fonctionnement d'ici dix ans.

On travaille également à l'étude d'une autre technique nucléaire de production de l'électricité, soit l'utilisation de l'énergie de fusion. Le phénomène de fusion est en quelque sorte le contraire de la fission. Des atomes légers, tels l'hydrogène, sont combinés ou «fusionnés» avec d'autres atomes légers. Le résultat de ces deux phénomènes est le même: des quantités formidables d'énergie sont libérées. L'abondance des approvisionnements en combustible rend le réacteur de fusion une perspective attrayante. Les travaux ne sont toutefois qu'à l'étape de la recherche pure et on ne prévoit pas que la fusion deviendra une source rentable d'électricité avant moins de 20 à 40 ans. D'autre part, la technologie des réacteurs surrégénérateurs peut offrir une source plus immédiate qu'elle a atteint le stage du développement pratique. Comme on l'explique, du moins en partie, les dépenses considérables plus élevées que consentent actuellement la plupart des pays à la mise au point d'un système



Bruce heavy water plant.

L'usine d'eau lourde Bruce.

Advanced thermal reactors would permit the economical utilization of lower grade ores; the breeder reactor would maximize the energy extracted per pound of uranium; the fusion reactor would make available as fuel the lighter elements not currently employed. Successful development of any one of these options would ensure a substantial extension of the currently available energy resource base. In fact, it is likely that more than one option will be successfully implemented and there is thus substantial

surrégénérateur plutôt que d'orienter leurs efforts vers le développement d'un système de réacteur de fusion.

Les efforts du Canada qui sont surtout orientés sur une filière de réacteurs qui utilisent des neutrons lents ou thermiques et de l'uranium naturel offrent la perspective d'un développement plus poussé qui pourra aider à éviter une pénurie d'énergie vers la fin du siècle. Le système canadien (CANDU) a comme avantage une économie de

assurance that adequate energy sources for electricity production will continue to be available for the foreseeable future.

Another energy technology which has recently been revived to meet the energy challenge of the future is magnetohydrodynamics (MHD). Investigations in this field are being carried out in Canada but the major portion of work is being done in the Soviet Union and the United States. The prime advantage of MHD over more conventional fuel conversion technologies (fossil or nuclear) is the relatively high efficiency of operation. Theoretically, efficiency could be in the order of 60%, compared to about 40% for the present fossil-fueled plants and slightly over 30% for nuclear fission plants. The high order of efficiency results from the removal of the temperature limitations of the conventional process where thermal energy must be turned into mechanical energy to spin the turbines which produce electricity. MHD technology permits direct transformation from thermal to electrical energy by means of passing a hot gas, seeded with conductive particles, through a magnetic field.

With a 25 MW MHD unit scheduled for service in the Soviet Union in 1972, this new technology is just now beginning to emerge as a potentially important conversion process for electricity.

Direct conversion from a primary energy source to electricity is not limited to MHD technology. Thermionic emission, thermoelectric generation and fuel cells also represent direct conversion processes. None of these, unfortunately, have to date proved adaptable to the large scale generation which is needed. The fuel cell may well be adaptable to providing electrical supplies to isolated areas and is being closely studied by the Hydro-Quebec Institute of Research. By the end of 1972, Hydro-Quebec expects to have six fuel cell installations on line. Demonstration fuel cells are also being tested by gas utilities in Alberta. In contrast to fuel cells, MHD has an added advantage of being employable in conjunction with existing fossil-fuel plant technology.

The ultimate source of energy to which man may inevitably be forced to turn is solar power. So great is the potential of this source, it has been estimated that the sun could provide more than 500 times the world's total energy requirements forecasted for the year 2,000. Although still in the embryonic stages, a number of credible methods of harnessing this potential have been suggested. One of the more imaginative schemes would utilize large solar panels, similar to smaller ones now used on spacecraft, placed in orbit around the earth. The panels

neutrons qui permet l'utilisation d'uranium naturel et donc la réduction du coût du combustible. Cette dernière caractéristique rend à son tour le système CANDU beaucoup moins sensible à l'accroissement du prix de l'uranium et augmenterait donc les approvisionnements en combustible disponibles en permettant l'extraction de l'uranium à partir de minerais beaucoup moins riches que ceux que l'on utilise actuellement et peut-être même d'extraire l'uranium de l'eau de mer. D'autres options à l'étude consisteraient à utiliser le thorium pour une partie de la charge de combustible.

Il y a donc au moins trois options qui sont explorées en vue de l'expansion des ressources énergétiques nucléaires. Les réacteurs thermiques avancés permettraient l'utilisation économique des minerais à faible teneur; les réacteurs surrégénérateurs maximiseraient l'énergie libérée par livre d'uranium; les réacteurs de fusion permettraient d'utiliser comme combustible les éléments légers qui sont actuellement inutilisés. La réussite du développement de n'importe quelle de ces options augmenterait considérablement les ressources énergétiques actuellement disponibles. De fait, il est probable que l'on parviendra à mettre en oeuvre plus d'une option et il est donc assez certain que nous continuerons à disposer de sources d'énergie suffisantes pour la production de l'électricité dans l'avenir prévisible.

Un autre secteur des sciences de l'énergie qui a récemment fait l'objet d'études accrues dans le but de répondre au futur défi de l'énergie est celui de la magnétodynamique des fluides ou magnétohydrodynamique (M.H.D.). On effectue actuellement des recherches dans ce domaine au Canada, mais la plus grande partie des travaux courants sont exécutés en Union Soviétique et aux États-Unis. Le principal avantage de la conversion M.H.D. par rapport aux techniques classiques de transformation de l'énergie calorifique des combustibles (fossiles ou nucléaires) en électricité réside dans son rendement relativement plus élevé. En théorie, le rendement de la conversion M.H.D. pourrait être de l'ordre de 60%, comparativement à quelque 40% pour les centrales thermiques classiques actuelles et à un peu plus de 30% pour les centrales de fission nucléaire. Ce haut niveau de rendement résulte de l'élimination des limites de température inhérentes aux procédés classiques dans lesquels l'énergie thermique doit être transformée en énergie mécanique pour actionner les turbines qui produisent l'électricité. La magnétohydrodynamique permet la transformation directe de l'énergie thermique en énergie électrique par le passage d'un gaz chaudensemencé de particules conductrices à travers un champ magnétique.

would produce electrical energy which would be transmitted to collectors on earth via microwaves.

Small scale solar generation is a reality today, mainly in the space program, but it will likely be well into the 21st Century before mass generation is available.

Une unité M.H.D. de 25 MW devant être mise en service en Union Soviétique au cours de 1972, les possibilités de cette nouvelle technologie pour la conversion de l'énergie thermique en électricité ne font que commencer à se manifester.

La conversion directe de l'énergie d'une source primaire en électricité n'est pas exclusivement l'apanage de la M.H.D. L'émission thermo-ionique, l'effet thermo-électrique et les cellules à combustible constituent également des techniques de conversion directe. Malheureusement, aucun de ces modes de transformation de l'énergie primaire n'a pu jusqu'ici être adapté à la production à grande échelle dont nous avons besoin. La cellule à combustible pourrait bien être adaptée de façon à fournir de l'électricité à des régions isolées et elle fait l'objet d'études approfondies à l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec. D'ici la fin de 1972, l'Hydro-Québec prévoit mettre en service six installations de cellules à combustible. Les sociétés de distribution du gaz de l'Alberta font également l'essai de cellules à combustible de démonstration. Contrairement aux cellules à combustible, la conversion M.H.D. comporte l'avantage additionnel de pouvoir être utilisée conjointement avec la technologie des centrales thermiques classiques existantes.

La source d'énergie fondamentale vers laquelle l'homme sera peut-être forcé de se tourner éventuellement est l'énergie solaire. Le potentiel de cette source est si grand qu'on a évalué que le soleil pourrait fournir des quantités d'énergie égales à plus de 500 fois les besoins totaux prévus pour l'an 2000 sur toute la Terre. Bien qu'elles ne soient encore qu'à l'état embryonnaire, on a proposé un certain nombre de méthodes plausibles d'exploitation de ce potentiel. Un des plans les plus ingénieux consisterait à utiliser de grands panneaux de batteries solaires semblables aux petits panneaux qui sont actuellement utilisés sur les engins spatiaux et à les mettre en orbite autour de la Terre. Les panneaux produiraient de l'énergie électrique qui serait transmise sous forme de micro-ondes vers des collecteurs installés sur terre.

L'exploitation à petite échelle de l'énergie solaire est déjà une réalité, principalement dans l'industrie aérospatiale, mais il faudra probablement attendre au 21^e siècle avant que la production de masse ne soit réalisée.



ENVIRONMENT

Increasing public concern is being expressed with regard to the changes which an industrial society imposes on the environment. All of the available choices of electrical power generation impose some nonreversible disturbance of the environment. Hydro-electric generation involves flooding to create storage, impedes the migration of anadromous fish and may lead to reduction in the oxygen content and an increase in the nitrogen content of downstream water flow. Thermal generation requires the rejection of heat energy from the thermal cycle to a heat "sink" such as a stream or lake, or to the atmosphere through cooling towers. Fossil fueled thermal plants discharge particulates and several oxide gases to the atmosphere and nuclear fueled plants must be designed with great care to limit the release of gaseous and liquid radioactive leakage to very low, safe levels.

While most of these effects are not new disturbers of our natural environment, the increasing scale on which generation expansion must take place and the use of larger units for generation increase the difficulty of avoiding excessive interference with the environment. Furthermore, other contributions to pollution such as automobile exhaust have also increased rapidly in the more populated areas. During 1965 in the United States, automobiles accounted for approximately 60% of the 142 million tons of pollutants given off to the atmosphere. Industry placed second with 17% followed closely by thermal electric generating stations. The total problem continues to grow and is matched by an increasing public concern for preserving the natural setting.

In Canada both the federal and provincial governments are faced with the complex matter of setting standards for acceptable pollution limits. These standards must adequately ensure public safety and avoid hazard to health and may be made more stringent after weighing economic and aesthetic factors. In recent years the federal government has demonstrated its interest in combating pollution by establishing a Department of the Environment (Environment Canada) and through the enactment of several statutes including; the Canada Water Act, the Northern Inland Waters Act, the Arctic Water

large prototype of a wet scrubber used in SO₂ removal in operation at Ontario Hydro's Lakeview Plant. Effluent is passed through a limestone slurry, removing the SO₂ gas.

grand prototype d'épurateur par voie humide utilisé pour l'élimination de l'anhydride sulfureux (SO₂) produit par la centrale Lakeview de l'Ontario Hydro. L'effluent passe à travers une boue de calcaire qui élimine le SO₂.

L'ENVIRONNEMENT

Le public s'inquiète de plus en plus des modifications qu'une société industrielle apporte au milieu naturel. Toutes les possibilités actuelles de production d'électricité imposent des transformations irréversibles à l'environnement. La production d'hydro-électricité entraîne l'inondation de certaines régions pour la création de réservoirs, entrave la migration des poissons anadromes et peut provoquer dans les eaux d'aval une réduction de la teneur en oxygène et une augmentation de la teneur en azote. La production de l'électricité par les centrales thermiques nécessite le déversement de l'énergie calorifique libérée au cours du cycle thermique dans un «récepteur» de chaleur, soit une rivière ou un lac, ou dans l'atmosphère au moyen des tours de refroidissement. Les centrales thermiques à combustible fossile déversent des particules et divers oxides gazeux dans l'atmosphère et les centrales nucléaires doivent être étudiées avec beaucoup de prudence pour limiter à des niveaux très bas et sûrs les fuites de gaz et de liquides radioactifs.

Bien que la plupart de ces effets polluants ne soient pas nouveaux pour notre milieu naturel, le rythme accéléré auquel il nous faut accroître les installations de production d'électricité et l'utilisation de groupes plus puissants augmentent la difficulté que nous éprouvons à éviter les dommages excessifs à l'environnement. En outre, d'autres sources de pollution, comme les gaz d'échappement des automobiles, ont rapidement pris de l'importance dans les régions les plus peuplées. En 1965, les automobiles ont été responsables d'environ 60% des 142 millions de tonnes de polluants qui ont été libérés dans l'atmosphère aux États-Unis. L'industrie, qui est venue au second rang avec 17% du poids des polluants libérés, a été suivie de près par les centrales thermiques. Le problème global qui continue de s'aggraver suscite la préoccupation croissante du public qui tient à préserver le cadre naturel qui l'entoure.

Au Canada, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux doivent résoudre la question complexe de l'établissement de normes pour préciser des limites acceptables de pollution, pour assurer la sécurité du public, prévenir les dangers pour sa santé et leur rigueur peut être accrue pour satisfaire aux impératifs économiques et esthétiques. Au cours des dernières années, le gouvernement fédéral a manifesté son intention de lutter contre la pollution en créant le ministère de l'Environnement (Environnement Canada), en adoptant plusieurs lois, dont la Loi sur les ressources en eau du Canada, la Loi sur les eaux intérieures du Nord, la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques, la Loi sur

Protection Act, the Clean Air Act and many amendments to existing legislation. Most of the provincial governments have also been active. For example, the Province of Ontario has established an Air Pollution Index (A.P.I.) system which permits provincial authorities to measure the degree of air pollution and to order cutbacks or ultimately, a complete shutdown of plants if the index exceeds a certain level. Contravention of Ontario's Air Pollution Control Act is punishable by heavy fines.

Understandably, such new ameliorative measures are having very profound effects on Canada's electric utility industry. The industry, however, has accepted the challenge and is making a positive response. Although the actual method of attacking the problem varies from utility to utility, their efforts have a common goal — abating pollution. Manitoba Hydro, for instance, has formed an "Advisory Committee on Clean Environments" which acts as a central liaison and advisory body and reports to management on all matters relating to the environment as they affect the legal, planning, design, construction and operating functions of the utility. The Committee maintains close contact with both provincial and federal government authorities as well as other organizations seriously concerned with ecological deterioration. A number of utilities assist the pollution battle through generous financial contributions to organizations dedicated to the restoration of the natural environment. Alberta Power Limited has, over the past few years, provided the Alberta Wildlife Foundation with much needed funds to continue its fight for the preservation of wildlife and wildlife habitat.

An important aspect of the industry's continuing effort, especially in relation to the large utilities, is the research and development of new procedures and techniques for curbing pollution. A notable outgrowth of this program is the development of precipitators which now remove upwards of 99% of fly ash emitted from fossil fueled plants. Efforts are currently underway on developing an efficient method of eliminating sulphur oxide emission, since fossil fueled generating plants are a primary source of this type of pollution. The problem is being tackled by procedures for removing sulphur from fuels prior to combustion and in removing sulphur oxides from gases after combustion. Although a number of techniques are being investigated in both areas, only limited success has thus far been achieved. Sulphur oxides can be readily removed by passing the sulphur-laden gas through a bed of limestone. However, as the gas continues to pass through the bed, the capacity of the limestone to absorb the sulphur is substantially diminished. A possible solution involves maintaining a continuous supply of fresh

la lutte contre la pollution atmosphérique, et en apportant des modifications à nombre d'autres lois existantes. La plupart des provinces ont également oeuvré dans ce sens. L'Ontario, par exemple, a adopté un système d'Indice de pollution atmosphérique (*Air Pollution Index*) qui permet aux autorités provinciales de mesurer la pollution de l'air et d'ordonner certaines réductions de la pollution. De même, si l'indice dépasse un certain niveau, la fermeture des usines coupables. Toute infraction à la Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique de l'Ontario peut entraîner l'imposition d'amendes élevées.

On comprend facilement que de telles mesures d'amélioration aient eu des effets très marqués sur l'industrie canadienne de la production d'électricité. L'industrie a cependant accepté de bonne grâce de relever le défi et elle apporte actuellement une réponse très positive. Bien que les méthodes de solution du problème diffèrent de fait d'une société à l'autre, les efforts des sociétés d'utilité publique partagent un objectif commun : la réduction de la pollution. La *Manitoba Hydro*, par exemple, a constitué un «Comité consultatif de propreté des environnements» qui agit comme organisme central de liaison et de consultation auprès de la direction pour toutes les questions connexes à l'environnement de la mesure où elles touchent les fonctions juridiques, planification, de conception, de construction et d'exploitation de cette société. Le Comité maintient des rapports étroits avec les autorités gouvernementales tant provinciales que fédérales, ainsi qu'avec d'autres organismes qui se préoccupent sérieusement de la détérioration de l'écologie. Un certain nombre de sociétés d'utilité publique aident à combattre la pollution en accordant des contributions financières généreuses à des organisations engagées dans la restauration de l'environnement naturel. Au cours des dernières années, l'*Alberta Power Limited* a fourni à l'*Alberta Wildlife Foundation* des fonds dont elle avait un besoin urgent pour poursuivre sa lutte pour la préservation de la faune et de son habitat.

Un autre aspect important de l'effort soutenu et consenti par l'industrie, et particulièrement par les grandes sociétés d'utilité publique, est la recherche et le développement de nouvelles méthodes et techniques de réduction de la pollution. Un des résultats remarquables de ce programme est le développement de précipitateurs qui peuvent maintenant éliminer plus de 99% des cendres volantes produites par les centrales thermiques classiques. On travaille actuellement à la mise au point d'une méthode efficace d'élimination des émissions d'oxyde de soufre, vu que les centrales alimentées aux combustibles fossiles constituent une des principales sources de ce genre de pollution. L'industrie s'attaque au problème de

limestone which could be achieved by blowing large quantities of powdered limestone into the boiler, where it would absorb the sulphur and be recaptured in precipitators. Testing of this procedure is underway at Ontario Hydro's R.L. Hearn Station. Another effective way to significantly reduce sulphur oxide emissions is to burn "clean" fuels — those with a low sulphur content. The major problem inherent in this approach is that such fuels are already in heavy demand (at least in most regions) and should probably be reserved for smaller and domestic installations. Electric utilities in Alberta and Saskatchewan are more fortunate than most since these provinces have fairly abundant supplies of low sulphur coal.

A particular dilemma faced by many utilities results from considerable pressure being exerted to have these utilities close down their older coal-fired city generating plants which are usually high contributors to air pollution. Recognizing that air pollution is heaviest in densely populated centres but also that demand for electricity is greatest in these same areas, the utilities are reluctant to close down these older stations before their life expectancy is complete. Confronted with just this problem, Ontario Hydro has initiated a program to convert its older coal-fired stations to a more pollutant free fuel. During 1971, six of the eight coal-fired units at the R.L. Hearn Station were converted to burn natural gas or, in the case of two units, gas or coal. The two remaining units are expected to be converted to dual firing during 1972. In addition, to further reduce pollution, the eight original stacks used for the emission of gases were replaced by a new 700-foot stack. The Commission is currently considering the use of alternative fuels (oil or natural gas) at some of its other coal-fired plants.

With respect to water pollution, the most serious effect of generating stations is the amount of heat rejected by the plants into the water. All types of thermal plants, especially nuclear stations, produce large quantities of heat which must be dissipated through one means or another. Although rejection of this heat into certain small lakes and rivers may indeed be detrimental, with respect to large bodies of water, "whether it becomes a problem or a benefit is still to be determined" (Report to the International Joint Commission on pollution of the lower Great Lakes). Should it be determined that excessive temperature rise is undesirable for a particular water body, the problem can at least partially be overcome through the installation of "cooling towers" or "cooling ponds". Alberta Power Ltd. is installing cooling towers at its 150 MW coal-fired Grande Cache Plant currently under construction in the Foothills of the Rocky Mountains.

façons: d'abord, la désulfuration des combustibles avant la combustion, puis la désulfuration des gaz de combustion. Bien qu'on ait étudié un certain nombre de procédés de désulfuration des combustibles et des gaz de combustion, les résultats atteints jusqu'ici ne sont que partiellement satisfaisants. On a découvert qu'on pouvait facilement éliminer les oxydes de soufre en faisant passer les gaz chargés de soufre à travers un lit de calcaire. Cependant, à mesure que le gaz continue de passer à travers le lit, la capacité d'absorption du soufre par le calcaire est considérablement réduite. Une solution possible comporterait le maintien d'un approvisionnement continu en calcaire frais, ce qui pourrait être réalisé en soufflant de grandes quantités de calcaire pulvérisé dans la chaudière où le calcaire absorberait le soufre pour ensuite être recueilli dans des précipitateurs. Les essais de ce procédé sont déjà en cours à la centrale Richard L. Hearn de l'Ontario Hydro. Une autre façon efficace de réduire considérablement les émissions d'oxydes de soufre consiste à consommer des combustibles «propres», c'est-à-dire qui ne contiennent que peu de soufre. Le problème inhérent à cette approche est la rareté relative (du moins dans la plupart des régions) de ces combustibles et le fait qu'il faudrait probablement garder ces combustibles pour les installations plus petites et domestiques. Les services d'électricité de l'Alberta sont plus avantagés que la plupart des autres car cette province possède des approvisionnements assez abondants de charbon subbitumineux à faible teneur en soufre.

De nombreux services d'électricité doivent résoudre un dilemme particulier qui résulte des fortes pressions exercées en vue de faire fermer leurs centrales plus âgées qui sont alimentées au charbon et constituent habituellement d'importantes sources de pollution atmosphérique. Reconnaissant que la pollution atmosphérique est très élevée dans les grands centres de population, mais que la demande d'électricité est plus forte dans ces mêmes régions, les services d'électricité hésitent à fermer ces vieilles centrales avant que leur durée d'utilisation prévue ne soit terminée. Aux prises avec ce problème, l'Ontario Hydro a entrepris un programme de conversion de ses vieilles centrales alimentées au charbon afin qu'elles consomment un combustible qui contienne moins de polluants. En 1971, six des huit groupes alimentés au charbon de la centrale R.L. Hearn ont été transformés pour consommer du gaz naturel ou, dans le cas de deux groupes, du gaz et (ou) du charbon. Les deux autres groupes doivent être transformés pour l'un ou l'autre de ces combustibles en 1972. En outre, afin de réduire encore plus la pollution, les huit cheminées initiales qui servaient à rejeter les gaz de combustion ont été remplacées par une nouvelle cheminée de 700 pieds.

In addition to the foregoing improvements the industry is also making use of long range planning for the siting of future stations. This applies equally to both thermal and hydro-electric plants. Careful consideration is being given to the location chosen for a station so that disturbances to the ecology of a region will be kept to a minimum. When a site was chosen for the new 25 MW gas turbine plant at Tusket by the Nova Scotia Power Commission, advantage was taken of the topography to place the plant and its associated fuel tanks between two hills. As a result the plant is both invisible and inaudible from a highway located only 100 yards away. Similar techniques are also being utilized by the industry in the erection of transmission and distribution lines.

Although most of the control methods described above can be employed with satisfactory results their use may involve substantial increases in operating and capital costs. The problem is therefore not limited to the technical aspects of pollution control but involves educating the public to consider both the increased costs of electrical energy and the benefits of more stringent restrictions on environmental impact. The costs to the public may involve not only an increase in the rates for electric power but reduced reliability of the power supply if agreement on environmental control and related problems of plant siting produce significant delays in system expansion plans. A secondary effect could be the diversion of consumer demand from higher priced electrical energy to lower cost energy sources which may not be subject to adequate control at the point of use.

La Commission étudie présentement la possibilité d'utiliser d'autres combustibles (mazout ou gaz naturel) à ses autres centrales alimentées au charbon.

En ce qui concerne la pollution des eaux, le plus grave problème que posent les centrales est la quantité de chaleur qu'elles rejettent dans l'eau. Tous les genres de centrales thermiques, et particulièrement les centrales nucléaires, produisent d'énormes quantités de chaleur qui doit être dissipée d'une façon ou de l'autre. Bien que l'évacuation de cette chaleur dans certains petits lacs et dans certaines rivières puisse de fait être nuisible, «on n'a pas encore déterminé si ceci constitue un problème ou un avantage» dans le cas des grandes nappes d'eau (Rapport à la Commission mixte internationale de la pollution des Grands lacs d'aval). Si l'on déterminait qu'une hausse de température excessive est réellement nuisible pour une nappe d'eau donnée, on pourrait résoudre le problème, du moins en partie, en installant des tours de refroidissement ou des étangs de refroidissement. L'*Alberta Power Ltd.* prévoit installer des tours de refroidissement à sa centrale de Grande Cache; cette centrale de 150 MW qui sera alimentée au charbon est présentement en voie de construction dans les avant-monts des Rocheuses.

En plus des améliorations mentionnées ci-dessus, l'industrie utilise également la planification à long terme de l'emplacement des futures centrales, tant thermiques qu'hydrauliques. Elle étudie soigneusement l'emplacement choisi pour une centrale afin de réduire au minimum les perturbations de l'écologie d'une région. Lorsque la *Nova Scotia Power Commission* a choisi l'emplacement d'une nouvelle centrale à turbine à gaz de 25 MW à Tusket, elle a tiré parti de la topographie pour situer la centrale et ses réservoirs de combustible entre deux collines de sorte qu'on ne peut ni voir ni entendre la centrale depuis une route située à une distance approximative de seulement 100 verges. L'industrie utilise également de semblables techniques pour la construction des lignes de transport et de distribution.

La plupart des méthodes énumérées dans le paragraphe précédent donnent des résultats satisfaisants mais exigent un lourd tribut en coûts d'installation et d'exploitation. Le problème ne se limite donc pas aux aspects techniques de la lutte contre la pollution; il exige aussi que le grand public apprenne à considérer à la fois le coût accru de l'énergie électrique et les avantages des mesures plus strictes de protection de l'environnement. Le public consommateur devra subir non seulement une hausse du prix de l'électricité, mais aussi une baisse de la fiabilité des services de distribution si les discussions sur la protection du milieu naturel et l'implantation des cer-

trales retardent les programmes d'expansion des réseaux. Comme effet secondaire, le consommateur insatisfait du prix élevé de l'énergie électrique lui préférera peut-être des sources d'énergie moins coûteuses qui ne seraient pas soumises à un contrôle adéquat au point d'utilisation.

To reduce air pollution in the Toronto area, the Richard L. Hearn Station, originally entirely coal-fired, is being changed over to use natural gas exclusively in four units and coal or gas in the remaining four. A single 700 foot stack has also been erected to replace the eight original stacks.

Dans le but de réduire la pollution atmosphérique dans la région de Toronto, on procède à la modification de la centrale Richard L. Hearn; cette centrale dont les huit groupes étaient initialement alimentés au charbon aura quatre groupes alimentés exclusivement au gaz et quatre groupes alimentés au gaz et au charbon. On a également érigé une cheminée de 700 pieds qui remplace à elle seule les huit cheminées initiales.





RELIABILITY

The substantial rise in costs associated with the increased pollution control effort coupled with the growth of equipment, fuel and operation costs is placing a heavy burden on electrical system designers who continue to seek price stability. Progress in this area has been made by building generating stations of increasing size, located on the most favourable sites and by interconnecting with neighbouring systems to maximize the utilization of equipment within several adjoining regions. This has resulted in the growth of large and relatively complex transmission systems and, generally speaking, has resulted in improvement in the security of power supply since shortage of generating capacity, due to unexpectedly high loads or to failure of generating equipment can be compensated for by other generating capacity within the system or from neighbouring systems within a power pool.

However, as thermal stations continue to provide a greater portion of the country's total generating capacity (more than 34% in 1971 compared to about 15% fifteen years earlier) the industry is being faced with an increased challenge in providing reliability. This results from the increased complexity of thermal electric units and their associated boiler and auxiliary systems. In fact, thermal units are forced out of service over 4% of the time in an average year while hydro units are out only about 1.2%. The higher outage rate of thermal units is reflected both in longer average outage times and greater outage frequency. Compounding the problem even further is the fact that a typical thermal unit must be taken out of service for up to four weeks per year for planned maintenance while much shorter periods are normally required for hydro units. In maintaining adequate reliability in the electric power system, unreliability in individual components must be offset by the provision of additional reserve capacity with corresponding increases in capital costs.

Increased utilization of electrical energy has at the same time made individual users more dependent on the utility systems for essential functions such as heating, cooling, elevator systems and emergency services of various types. While it is not in the best economic interests of electric power users in general to attempt to meet the needs of extremely power-critical functions, nevertheless a very high level of reliability is important. The interconnected system is the best form of security but increasing attention must be given to ensuring that in the very unlikely event of regional failure, the equipment and operating practices permit the restoration of power supply to customers with minimum delay.

FIABILITÉ

La hausse appréciable des coûts par suite de l'escalade de la lutte contre la pollution et l'accroissement des coûts du matériel, des combustibles et de l'exploitation en général, pèsent lourdement sur les concepteurs de réseaux électriques qui recherchent toujours la stabilité des prix. De grands progrès ont été réalisés dans ce domaine grâce à la construction de centrales toujours plus puissantes aux endroits les plus favorables et à l'interconnexion de réseaux voisins afin de maximiser l'utilisation du matériel dans plusieurs régions contiguës. Ces mesures ont entraîné la création de réseaux de transport de plus en plus vastes et complexes et, de manière générale, ont amélioré la sûreté du service étant donné qu'une pénurie de puissance causée par des hausses de charge imprévues ou des pannes de production peut être compensée par l'apport d'autres sources de puissance du même réseau ou de réseaux voisins interconnectés.

Toutefois, étant donné l'apport de plus en plus important des centrales thermiques à la puissance globale du pays (plus de 34% en 1971 comparativement à environ 15% quinze ans plus tôt), l'industrie doit relever un défi de plus en plus redoutable sur le plan de la fiabilité, car les groupes thermiques, leurs chaudières et leurs systèmes auxiliaires sont de plus en plus complexes. De fait, les centrales thermiques sont arrêtées plus de 4% du temps dans une année moyenne, alors que le taux d'arrêt des centrales hydrauliques n'est que de 1.2%. Le taux d'arrêt plus élevé des centrales thermiques se reflète tant dans la durée moyenne des arrêts que dans leur fréquence. Le problème se trouve encore plus compliqué du fait que l'entretien normal d'un groupe type thermique exige jusqu'à quatre semaines d'arrêt par année alors qu'un groupe hydro-électrique nécessite des périodes d'entretien beaucoup plus courtes. Les impératifs de fiabilité globale d'un réseau exigent que des quantités de puissance de réserve soient prévues pour pallier le manque de fiabilité des groupes individuels, ce qui occasionne une hausse des immobilisations.

L'utilisation accrue de l'énergie électrique a rendu l'abonné beaucoup plus dépendant des services de distribution pour des usages essentiels comme le chauffage, le refroidissement, les ascenseurs et divers services d'urgence. Bien qu'il ne soit pas dans le meilleur intérêt économique des consommateurs d'essayer de répondre aux besoins d'activités où la continuité des approvisionnements est d'une importance critique, il importe néanmoins d'assurer un très haut niveau de fiabilité. L'interconnexion des réseaux est la meilleure mesure de sécurité, mais il faut de plus en plus s'assurer que, dans l'éventualité très peu

probable d'une panne régionale, le matériel et les méthodes d'exploitation permettent de rétablir l'approvisionnement des usagers dans un minimum de temps.

Eel River HVDC Converter Station connects the Quebec and New Brunswick systems.

La station de transformation à haute tension et courant continu à Eel River relie les réseaux du Québec et du Nouveau-Brunswick.



INTERCONNECTIONS

One of the justifications for interconnections between the neighbouring power systems has been mentioned in relation to reliability. Additional advantages lie in the opportunities to install and use larger generating facilities, to optimize construction schedules and to operate the least expensive generation available to meet system loads. Frequently the characteristics of interconnected systems will be complementary. Seasonal or daily load peaks may be non-coincident permitting less total generation than would be needed for each system separately. One system may possess more favourable conditions for base load generation, another may have convenient locations for peaking plants.

The attractiveness of interconnections will, however, depend on system size, the transmission distances involved and the degree to which the system capabilities and demands complement one another. In a joint federal-provincial study on Long Distance Transmission, tabled in the House of Commons in December, 1968, it was concluded that conditions in Canada do not yet make a completely connected and integrated electrical power system attractive. One of the important technical factors which is encouraging interconnection is the emergence of high voltage direct current (HVDC) transmission as a mature technology. This technique has been emphasized mainly for its economy in transmitting large blocks of power over long distances as for instance in its application to the Nelson River System in Manitoba. It is now being employed for regional interconnections, for example at Eel River, N.B., where the asynchronous feature of the HVDC link and the flexibility of control of power flow has avoided the technical problems which would have arisen in connecting the alternating current systems between Quebec and New Brunswick.

Using both extra high voltage alternating current (EHV-AC) and HVDC technologies, interregional ties have been and are being developed as economic and technical factors permit. These developing interconnections include ties across the international boundary with the United States where there is mutual advantage to the Canadian and U.S. systems.

INTERCONNEXIONS

L'une des raisons justifiant l'interconnexion de réseaux voisins a été mentionnée dans le contexte de la fiabilité. Les autres avantages sont la possibilité d'installer et d'exploiter de plus grandes centrales, d'optimiser les calendriers de construction et d'exploiter des centrales moins coûteuses pour répondre à la demande du réseau. Très souvent, les caractéristiques des réseaux interconnectés sont complémentaires. Les demandes de pointe quotidiennes ou saisonnières, par exemple, peuvent ne pas coïncider, ce qui permet de produire moins qu'il ne le faudrait si chaque réseau fonctionnait séparément. Un réseau peut présenter des conditions plus avantageuses pour produire l'énergie nécessaire à la charge de base, un autre peut avoir des centrales mieux placées pour répondre à la demande de pointe.

Néanmoins, l'intérêt des interconnexions dépendra de l'importance des réseaux, des distances de transport et de la complémentarité de la production et de la demande dans chaque réseau. Dans une étude fédérale-provinciale du transport sur de longues distances, déposée à la Chambre des communes en décembre 1968, on concluait que les conditions actuelles au Canada ne rendent pas encore très avantageux l'établissement d'un réseau électrique entièrement connecté et intégré. L'un des importants facteurs techniques qui facilitent l'interconnexion est le développement de la technologie du transport du courant continu à haute tension. L'avantage le plus souvent mentionné de cette nouvelle technique est qu'elle permet de réaliser d'appréciables économies dans le transport de grands blocs d'énergie sur de longues distances, comme on le fait sur le réseau du fleuve Nelson, au Manitoba. On l'utilise actuellement dans les interconnexions régionales comme celle d'Eel River (N.-B.) où son asynchronisme et sa souplesse de contrôle de l'écoulement de puissance a évité les difficultés d'ordre techniques qu'aurait occasionné la jonction des réseaux à courant alternatif du Québec et du Nouveau-Brunswick.

Dans la mesure où le permettent les facteurs économiques et techniques, on poursuit la réalisation de connexions interrégionales qui font appel aux technologies du courant alternatif à très haute tension et du courant continu à haute tension. Parmi les nouvelles interconnexions, on compte des liaisons internationales qui présentent des avantages réciproques pour les réseaux canadiens et américains.

OBJECTIVES

The objectives of electric power utilities may be considered as achieving an optimum balance between a variety of sometimes conflicting technical, economic and social considerations. This does not necessarily mean a narrow adherence to providing power at minimum cost, but, because of the very capital intensive nature of the industry's growth needs, the economic factors are of great significance. Revenues must provide for the servicing of debt obligations, interest and retirement, and with appropriate additions to the equity of the enterprise so that funds will be available on favourable terms for future growth. In achieving these objectives the utility must make a careful selection between alternative types of generation, hydro or thermal, fossil or nuclear, base load or peak load, remote from or close to the load centre, all as seems best fitted to meet its objective of supplying customer needs reliably and at reasonable cost. The minimizing of financial demands on its customers must be balanced with minimizing the physical demands on the environment which the power development shares with other users of the same environment. This balance will be achieved only if a continuing dialogue develops with the utility taking a leading responsibility to develop an informed public. A further responsibility is to recognize opportunities for technological advances and to encourage research and development designed to provide better solutions to the conflicting demands.

An important element of the necessary dialogue between the elements of society involved in selecting alternatives and evaluating their effects is to ensure that prolonged delays in committing expansion plans do not result from misunderstanding or mistrust with resulting risk of failure to meet society's growing need for electrical energy.

OBJECTIFS

Les objectifs que cherchent à atteindre les services d'électricité consistent à réaliser un équilibre optimal entre divers facteurs technologiques, économiques et sociaux qui sont parfois contradictoires. Il ne s'agit pas obligatoirement de chercher à produire de l'électricité au coût le plus bas possible, mais, étant donné l'importance des mises de capitaux que requiert l'expansion de cette industrie, les facteurs économiques sont loin d'être négligeables. Les revenus doivent permettre le remboursement des emprunts et le paiement des intérêts, tout en augmentant le capital de l'entreprise afin d'assurer des possibilités d'expansion à des conditions favorables. Pour atteindre ces objectifs, le service public doit effectuer un choix judicieux entre les différents types de centrales, hydrauliques ou thermiques, à combustible fossile ou nucléaire, pour la demande de pointe ou de base, éloignées ou rapprochées du centre de consommation, compte tenu de la nécessité de répondre aux besoins des consommateurs de façon fiable et à un prix raisonnable. La réduction du fardeau financier imposé à ses abonnés doit être contrebalancée par une réduction des atteintes à l'environnement que partage le service avec d'autres usagers. Cet équilibre ne sera atteint que si le service prend l'initiative d'engager un dialogue continu avec le public afin de l'informer. L'entreprise doit également mettre à profit les occasions de réaliser des progrès techniques et encourager la recherche et le développement de meilleures solutions aux besoins contradictoires.

Au cours des dialogues engagés entre les éléments de la société concernés par le choix des options et leurs répercussions, il importe d'éviter que les malentendus ou la méfiance n'entraînent des retards prolongés dans l'adoption des programmes d'expansion; l'industrie risquerait alors de ne pouvoir répondre aux besoins croissants de la société en matière d'énergie électrique.

RESEARCH

A reasonable correlation can be found country by country between energy use per capita and gross national product per capita. As the developing countries succeed in their struggle to improve their economic conditions, it is to be expected that corresponding increases in energy demand will occur. When added to the continued growth in demand in the industrially developed countries, the challenge to the energy industries of the world is clear. Meeting this challenge is complicated by the fact that much of the world's energy is currently provided by the hydrocarbon fuels which are present in limited quantity in the earth's crust. In addition, the processes by which these fuels are recovered, refined and converted into usable energy forms are under increasing criticism for their impact on the environment.

To meet the needs of society for energy resources at reasonable cost, in adequate quantity and with minimum environmental impact requires the solution of a wide range of problems related to the development of raw energy sources as well as the improvement of existing techniques. Extensive research is underway on a worldwide basis and the electrical energy field is particularly well suited to meeting energy needs within acceptable constraints set by economic, technical and social factors. Some aspects of this research activity which is being conducted in Canada and in other parts of the world have been discussed in the section on "ELECTRICAL ENERGY SOURCES". The problem of energy resource development is, however, of global rather than national dimensions and every effort is needed to coordinate research programs to meet the needs of developed and developing countries alike.

Competent and well chosen research activity to provide solutions, especially to those problems of urgent significance to Canada, are well underway. Ontario Hydro has long undertaken research activity in its W.P. Dobson laboratories and has made a contribution not only to its own needs but to those of the electric utility industry in general. More recently Hydro-Quebec has embarked on an ambitious research centre (Hydro-Quebec Institute of Research — IREQ) which will aim towards providing a sound technological basis for Quebec's electric utility expansion and will at the same time provide research and testing facilities for other utilities and electrical manufacturers in Canada and throughout the world. Recognizing this national and international role, the government of Canada has provided substantial financial support to the Institute.

RECHERCHE

Il est possible d'établir une corrélation raisonnable d'un pays à l'autre entre la consommation d'énergie par habitant et le produit national brut par habitant. Il est à prévoir que les pays en voie de développement connaîtront des accroissements de la demande d'énergie à mesure que leurs conditions économiques s'amélioreront. Si l'on ajoute cette hausse à la croissance soutenue de la demande dans les pays industrialisés, le défi qu'auront à relever les industries de l'énergie du monde entier est évident. La solution de ce problème est d'autant plus complexe qu'une grande partie de l'énergie produite actuellement dans le monde provient des hydrocarbures que l'on trouve en quantité limitée dans l'écorce terrestre. En outre, les procédés à l'aide desquels ces combustibles sont extraits, raffinés et transformés en énergie utilisable font l'objet de critiques de plus en plus virulentes à cause de leurs répercussions sur l'environnement.

Pour répondre aux besoins de la société en matière de ressources énergétiques à un coût raisonnable, en des quantités suffisantes et avec un minimum d'atteintes à l'environnement, il faut résoudre une gamme variée de problèmes reliés à la mise en valeur des sources d'énergie brute ainsi qu'à l'amélioration des techniques existantes. On effectue des recherches approfondies partout dans le monde et le domaine de l'énergie électrique est particulièrement bien approprié pour répondre aux besoins d'énergie tout en respectant les contraintes imposées par les facteurs économiques, technologiques et sociaux. Certains aspects de ces travaux de recherche qui sont effectués au Canada et ailleurs dans le monde ont été traités sous la rubrique «SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE». Le problème de la mise en valeur des ressources énergétiques atteint toutefois des dimensions mondiales plutôt que nationales et il faut faire tous les efforts possibles pour coordonner les programmes de recherche de façon à répondre aux besoins des pays tant industrialisés qu'en voie de développement.

Des travaux soigneusement choisis sont effectués par des scientifiques compétents qui recherchent des solutions aux problèmes les plus urgents pour le Canada. Depuis de nombreuses années, l'*Ontario Hydro* effectue des recherches dans ses laboratoires W.P. Dobson, répondant non seulement à ses propres besoins mais aussi à ceux de l'ensemble de l'industrie électrique. Récemment, l'Hydro-Québec entreprenait l'ambitieux projet d'un centre de recherche (l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec — IREQ) dont le but sera d'assurer une saine base technologique à l'expansion des services publics d'électricité du Québec; les services de recherche et d'essai de l'Institut seront également mis à la disposition d'autres



Research into methods of removing SO₂ gas continues at Ontario Hydro's laboratories.

La recherche de méthodes d'élimination de l'anhydride sulfureux se poursuit aux laboratoires de l'Ontario Hydro.

The Ontario Hydro research program dates back many years — in fact, the Research and Testing Laboratory was first established in 1912. Since then research facilities have grown appreciably and today the Research and Development Division employs over 300 people and makes use of highly sophisticated equipment. The Division's high voltage laboratory is capable of impulse testing at 1,250 kV and power frequency testing at up to 720 kV; this equipment can also be adapted for use as a 50,000 ampere current surge generator. A high-current-testing laboratory is presently under construction and upon completion will boast a capability of 100,000 ampere testing at up to 600 volts (single or three phase) for 0.5 second or continuous testing at up to 24,000 amperes and 300 volts (single phase).

The Research and Development Division tackles numerous problems, not only those related to operating a large utility but also those involving the design and development of new ideas and equipment. In such endeavors a close liaison between industry and universities is maintained. Of the many programs currently under investigation, some of the more notable are outlined below.

An extensive program to develop high voltage transmission lines which are more compact and more aesthetically appealing was begun in 1969. This study has yielded significant results not only in the design of new tower configurations but in many related areas as well. It was found, for example, that insulators treated with a semi-conductive glaze have greatly increased flashover strength, even in the presence of moisture and contamination. Significant achievements in the prevention of "galloping" of ice-laden conductors have also been made. Other studies are producing encouraging results in providing synchronized high-speed fault interruption, improved power system reliability and more efficient thermostats for the control of room temperature. The recent purchase of a scanning-type electron microscope by the R. & D. Division has facilitated in-depth studies of the surface features of new alloys, corrosion products, semi-conductive glazes on porcelain insulators and particulate pollutants.

Unlike Ontario Hydro, Hydro-Quebec has only recently entered the research and development field and although this is a relatively new program it is indeed an impressive one. IREQ is located on a 600-acre site in Arénnes near the Boucherville substation on the south shore of the St. Lawrence River about 18 miles from Montreal. The prime reason this location was chosen was to enable the Institute to be connected with Hydro-

services d'utilité publique et fabricants de matériel électrique du Canada et du monde entier. Reconnaisant ce rôle national et international de l'Institut, le gouvernement du Canada lui a accordé une aide financière appréciable.

Le programme de recherches de l'*Ontario Hydro* remonte à plusieurs années: de fait, le Laboratoire de recherche et d'essai a été créé en 1912. Depuis cette époque, ses installations de recherche ont connu une expansion considérable et la Division de la recherche et du développement, qui compte maintenant plus de trois cents employés, est dotée d'un matériel des plus perfectionnés. Son laboratoire de recherche sur le courant à haute tension permet d'exécuter des essais aux ondes de choc à une tension de 1,250 kV et des essais de fréquences industrielles à une tension pouvant atteindre 720 kV; ce matériel peut également être transformé en générateur de choc de 50,000 ampères. Le laboratoire d'essai à haute intensité actuellement en construction sera en mesure de produire une intensité d'essai de 100,000 ampères à une tension pouvant atteindre 600 volts (monophasé ou triphasé) pendant une durée d'une demi-seconde ou une intensité d'essai continue de 24,000 ampères à 300 volts (monophasé).

La Division de la recherche et du développement s'attaque à de nombreux problèmes qui concernent non seulement l'exploitation d'un service de distribution d'électricité, mais aussi la conception et le développement de procédés et de matériels nouveaux. Pour mener à bien ces entreprises, la Division maintient des rapports étroits avec l'industrie en général et les milieux universitaires. Voici un bref aperçu de quelques-uns des principaux programmes de recherche de l'*Ontario Hydro*.

La Division a amorcé en 1969 un important programme de conception de lignes de transport à haute tension plus compactes et plus esthétiques. Cette étude a permis d'obtenir des résultats encourageants non seulement dans la conception de pylônes d'une configuration nouvelle, mais aussi dans de nombreux autres secteurs connexes. On a découvert, par exemple, que les isolateurs traités avec une glaçure semi-conductrice avaient accru considérablement la résistance au contournement, même en présence d'humidité et de contamination. On a également fait des progrès significatifs dans la prévention de la danse des conducteurs chargés de glace. D'autres études ont permis des réalisations encourageantes dans les domaines de l'interruption synchronisée et ultra-rapide du courant en cas de panne, de l'amélioration de la fiabilité des réseaux de transport et de distribution et dans le développement de thermostats plus efficaces pour la

Quebec's 735 kV transmission system so that it could use this very high power and voltage for testing and developing purposes.

By year end 1971 work on the complex had entered its third phase — construction of the high-power laboratory. Phase I, the administration building, which contains general laboratories, all staff offices, computers, workshops, a library and an auditorium, was completed in 1969 and became operational in 1970. The 60,000 sq. ft., 168 ft. high, high-voltage laboratory (Phase II) became operational in October of 1971. Utilizing impulse generators with outputs up to 6,400 kV and an energy content of 380 kilojoules, the high-voltage laboratory is capable of very sophisticated testing. The high-power laboratory, to commence operation in two stages in 1972 and 1973, will take its power source from the 735 kV transmission system but through the use of synthetic test circuits the effective short circuit power capability will greatly exceed that of the power system.

Staffed by an impressive body of nationally and internationally renowned scientists and engineers, the Institute has been so designed that it concentrates on areas where other North American research programs are inadequate or where IREQ's facilities are superior. When completed in 1973, IREQ will be North America's largest electrical research establishment.

Projects which are under study now (about sixty), or will be in the near future, involve all five research fields; generation, transmission, distribution, system operation and power utilization. Many of the projects are under contract from interests in Canada, the United States and Europe while others are of particular interest to Hydro-Quebec. These include: studies to enable reduction in equipment costs; research into problems associated with high voltages, especially in regard to HVDC transmission technology; the simplification of test standards; evaluation of existing and new insulation materials for cables; investigations into unconventional sources of generation, including fuel cells and thermonuclear fusion; studies of corrosion problems on lines and equipment; and research on the application of electrical energy to chemical synthesis.

It will be seen that Canada possesses substantial capability in facilities and skilled personnel to meet the research needs of the electric utilities and the associated manufacturing industry. There remains a challenging task for the entire industry to ensure that the skills and equipment are directed in the most effective and timely way towards the solution of the most urgent and rewarding problems.

régulation de la température des pièces. La récente acquisition d'un microscope électronique à balayage par la Division de la recherche et du développement a facilité les études approfondies des propriétés de surfaces de nouveaux alliages, de produits de corrosion, de glaçures semi-conductrices sur des isolateurs de porcelaine et de particules polluantes.

Même si l'Hydro-Québec, à l'encontre de l'Ontario Hydro, ne s'est lancée que très récemment dans la recherche et le développement, son programme n'en est pas moins imposant. L'IREQ est implanté sur un terrain de 600 acres non loin du poste Boucherville, à quelques milles de Montréal. Cet emplacement a été choisi principalement pour permettre l'interconnexion de l'Institut du réseau de 735 kV de l'Hydro-Québec de façon à pouvoir utiliser la puissance et la tension très élevées du réseau aux fins des essais et du développement.

À la fin de 1971, l'établissement du complexe était rendu à la troisième étape, soit la construction du laboratoire à grande puissance. La construction de l'édifice de l'administration a été terminée en 1969 et on a commencé à l'utiliser en 1970; cet édifice qui loge les laboratoires généraux, tous les bureaux du personnel, les ordinateurs, les ateliers, une bibliothèque et un auditorium constituait la première étape de l'entreprise. Le laboratoire à haute tension (deuxième étape) d'une superficie de 60,000 pieds carrés et d'une hauteur de 168 pieds a été mis en service en octobre 1971. Doté de générateurs de choc d'un rendement pouvant atteindre 6,400 kV et d'une capacité énergétique de 380 kilojoules, le laboratoire à haute tension permet l'exécution d'essais très perfectionnés. Le laboratoire à grande puissance de l'exploitation débutera en deux étapes en 1972 et 1973. Il sera alimenté en électricité par le réseau de transport de 735 kV, mais des circuits d'essai synthétiques permettront aux appareils d'atteindre une puissance de court-circuit en essai très supérieure à celle de la ligne de transport.

Doté d'un impressionnant personnel de scientifiques et d'ingénieurs de réputation nationale et internationale, l'Institut a été conçu pour oeuvrer surtout dans les domaines où les autres programmes de recherche nord-américains sont insuffisants ou dans des domaines où les installations de l'IREQ sont supérieures. Lorsqu'il sera complètement mis sur pied en 1973, l'IREQ sera l'organisme de recherche en électricité le plus grand d'Amérique du Nord.

Les entreprises de recherche qui sont déjà en cours (environ soixante) ou qui le seront sous peu visent les principaux secteurs de recherche: la production

transport, la distribution, l'exploitation des réseaux et l'utilisation de l'électricité. Un grand nombre de ces entreprises sont effectuées à forfait pour le compte de sociétés du Canada, des États-Unis et de l'Europe alors que d'autres intéressent plus particulièrement l'Hydro-Québec. Ces dernières comprennent des études en vue de réduire les coûts du matériel, la recherche sur des problèmes associés aux hautes tensions, particulièrement en ce qui concerne la technologie du transport à haute tension et à courant continu, la simplification des normes d'essai, l'évaluation des matériaux isolants existants et nouveaux pour les câbles, des études sur des sources d'énergie peu conventionnelles, dont les cellules à combustible et la fusion thermonucléaire, des études des problèmes de corrosion sur les lignes et le matériel et des recherches sur l'application de l'énergie électrique à la synthèse chimique.

On peut donc constater que le Canada possède de grandes ressources en installations et en spécialistes et est en mesure de satisfaire aux besoins des services publics et des fabricants. L'ensemble de l'industrie doit toutefois assumer la lourde responsabilité d'orienter ces ressources de la façon la plus efficace et la plus opportune vers la solution des problèmes les plus urgents et les plus importants.

tabular summary

tableau sommaire

TABULAR SUMMARY

The following portion of this publication presents a detailed summary of the major 1971 and proposed capacity installations in Canada by province, including additions to the year 1978. Only proposed generating facilities firmly committed for service as of year end 1971 are included. In cases where an addition is being made to an existing plant, a complete listing of all units (existing and proposed) is given.

Discrepancies between the data contained in this section and the information appearing in the text can be accounted for by the fact that this section is prepared with the aid of a computer, which enables changes to be incorporated at the last moment. The text, on the other hand, must be finalized well in advance of publishing; hence, late changes cannot be introduced as readily.

The following differences between the two sections should be noted:

- (i) *Gordon M. Shrum Station (B.C.)*
 - Number 9 unit to go in service in 1974 will have a capacity of 300 MW not 227 MW as reported in the text.
- (ii) *Arnprior Station (Ont.)*
 - Since no firm date has been set for the commissioning of this station, the 87 MW have been included in the text (Table 6), but not in the tabular summary.

Any additional differences between the figures appearing in the two sections are due to rounding in the text.

TABLEAU SOMMAIRE

La partie suivante de cette publication présente un sommaire détaillé par province des centrales canadiennes en service et projetées en 1971; sont également incluses les additions prévues jusqu'à 1978. Seules les installations de production d'électricité dont la mise en service à la fin de 1971 est assurée par un engagement ferme sont comprises. Dans les cas où une installation est ajoutée à une centrale existante, une liste complète de tous les groupes (existants et projetés) est donnée.

Les contradictions entre les données contenues dans cette partie et les renseignements qui paraissent dans le texte sont imputables au fait que la présente partie est préparée à l'aide d'un ordinateur qui permet l'incorporation de changements à la dernière minute. Par contre, la rédaction finale du texte doit être prête bien avant l'étape de l'impression; ce qui rend difficile d'apporter les modifications tardives.

Il vaut de noter les différences suivantes entre les deux parties:

- (i) Centrale Gordon M. Shrum (C.-B.)
 - Le groupe n° 9 qui doit être mis en service en 1974 aura une puissance de 300 MW et non de 227 MW comme on le mentionne dans le texte.
- (ii) Centrale d'Arnprior (Ont.)
 - Vu qu'on n'a fixé aucune date sûre pour la mise en service de cette centrale, les 87 MW ont été inclus dans le texte (Tableau 6), mais non dans le tableau sommaire.

Toutes les autres différences entre les chiffres qui paraissent dans les deux parties sont dues à des arrondis des chiffres du texte.

LEGEND-LÉGENDE

STATUS - ÉTAT

Installed	—	I—	Installée
Proposed	—	P—	Proposée

TYPE

Hydro	—	H—	Hydro-Électrique
Steam	—	S—	Vapeur
Nuclear	—	N—	Nucléaire
Internal Combustion	—	IC—	Combustion Interne
Gas Turbine	—	GT—	Turbine à Gaz

FUELS-COMBUSTIBLES

Crude Oil	—	A—	Pétrole Brut
Coal	—	C—	Charbon
Diesel Oil	—	D—	Carburant Diesel
Natural Gas	—	G—	Gaz Naturel
Oil	—	O—	Mazout
Black Liquor	—	Q—	Bas Produits de Pulpe
Residual Oil	—	R—	Produits Résiduels du Pétrole
Uranium	—	U—	Uranium
Wood Refuse	—	W—	Déchets de Bois

ELECTRIC EQUIPMENT MANUFACTURERS-FABRICANTS D'ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE

AE — Associated Electrical Industries
 AL — American Locomotive
 AX — Associated Electrical Industries &
 Canadian General Electric
 BB — Brown — Boveri
 BF — Babcock-Wilcox & Goldie McCulloch
 BR — Brush Electric
 BW — Babcock-Wilcox
 CB — Cooper Bessemer
 CE — Combustion Engineering
 CG — Canadian General Electric
 CK — Curtis-Wright
 CL — C. Itoh
 CT — Caterpillar
 CW — Canadian Westinghouse
 DE — Dominion Engineering Works
 DZ — Deutz
 EC — Electric Construction
 EE — English Electric
 EL — Elliot
 EP — Energomachexport
 EW — Escher Wyss
 FM — Fairbanks Morse
 FU — Fuji Electric
 FW — Foster Wheeler
 GE — General Electric
 GH — Guttehoffnungshutte
 GL — Garbe Lackmeyer
 GM — General Motors

HC — Houchin
 HI — Hitachi
 HP — Howden Parsons
 IE — Ideal Electric
 KA — Kata Engineering
 MA — Marathon
 MH — Marine Industries
 ML — Mirrless Diesel Engineering
 MS — Mitsubishi
 MW — Montreal Locomotive Works
 NI — Nissho-Iwai
 OE — Oerlikon
 OR — Orenda
 PC — C.A. Parson
 PX — David Paxman
 PY — Pratt & Whitney
 SG — Swedish General Electric
 SH — Stahl Laval
 SS — Siemens-Schuckert
 TA — Tamper
 TO — Toshiba
 UA — United Aircraft
 WA — Wakeshau
 WY — Westinghouse

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	YEAR	ANNÉE	STATUS	ÉTAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE			FUEL	COMBUSTIBLE			HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
									MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)			P.M MANF. FABRICANT	D.U. PRIMAIRE					
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE																			

NEWFOUNDLAND - HYDRO/HYDRAULIQUE

NEWFOUNDLAND																			
CHURCHILL FALLS LABR																			
CHURCHILL FALLS																			
CHURCHILL R	53	30	64	00	1971	I	H					DE	1060	CG		648		475.00	
					1971	I	H					MH	1060	MH		648		475.00	
					1972	P	H					DE	1060	CG		648		475.00	
					1972	P	H					MH	1060	MH		648		475.00	
					1973	P	H					DE	1060	CG		648		475.00	
					1973	P	H					MH	1060	MH		648		475.00	
					1973	P	H					DE	1060	CG		648		475.00	
					1974	P	H					MH	1060	MH		648		475.00	
					1974	P	H					DE	1060	CG		648		475.00	
					1974	P	H					MH	1060	MH		648		475.00	
					1975	P	H					MH	1060	MH		648		475.00	
TOTAL (END/FIN 1970)																			0.00
ADDITIONS (1971)																			950.00
TOTAL (END/FIN 1971)																			950.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)																			4275.00
TOTAL																			5225.00

NFLD. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	974.00
ADDITIONS (1971)	950.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	951.00
TOTAL (END/FIN 1971)	1925.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	4275.00
TOTAL	6200.00

NEWFOUNDLAND - THERMAL/THERMIQUE

NFLD + LABR FOWER																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								</
-------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----

NFLD. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	274.00
ADDITIONS (1971)	150.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	155.00
TOTAL (END/FIN 1971)	429.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	429.00

SUMMARY SOMMAIRE									
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL		
TOTAL (END/FIN 1970)	200.00	28.00	46.00	.00	274.00	974.00	1248.00		
ADDITIONS (1971)	150.00	.00	.00	.00	150.00	950.00	1100.00		
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	147.00	.00	8.00	.00	155.00	951.00	1106.00		
TOTAL (END/FIN 1971)	347.00	28.00	54.00	.00	429.00	1925.00	2354.00		
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)									
1972	.00	.00	.00	.00	.00	950.00	950.00		
1973	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00		
1974	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00		
1975	.00	.00	.00	.00	.00	475.00	475.00		
TOTAL	347.00	28.00	54.00	.00	429.00	6200.00	6629.00		

Prince Edward Island

Île du Prince - Edouard

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL	COMBUSTIBLE	HEAD (Ft.)		GEN MANF.	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS	(P.S.I.G.)	FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (Ft.)	GEN MANF.	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.												

P.E.I. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	0.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	0.00

PRINCE EDWARD ISLAND - THERMAL/THERMIQUE

PRINCE EDWARD ISLAND
MARITIME ELECTRIC CO
BORDEN

46 15	63 42	1971	I	GT	D	EE	EE	14.00
TOTAL (END/FIN 1970)								0.00
ADDITIONS (1971)								14.00
TOTAL (END/FIN 1971)								14.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								0.00
TOTAL								14.00

P.E.I. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	78.00
ADDITIONS (1971)	14.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	15.00
TOTAL (END/FIN 1971)	93.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	93.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)

STEAM
VAPEUR
GAS TURBINE
TURBINE A GAZ
INTERNAL
COMBUSTION
COMBUSTION
INTERNE
NUCLEAR
NUCLÉAIRE
TOTAL THERMAL
THERMO-ÉLECTRIQUE
HYDRO
HYDRO-ÉLECTRIQUE
TOTAL

TOTAL (END/FIN 1970)	71.00	0.00	7.00	0.00	78.00	0.00	78.00
ADDITIONS (1971)	0.00	14.00	0.00	0.00	14.00	0.00	14.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00	15.00	0.00	0.00	15.00	0.00	15.00
TOTAL (END/FIN 1971)	71.00	15.00	7.00	0.00	93.00	0.00	93.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
TOTAL	71.00	15.00	7.00	0.00	93.00	0.00	93.00

Nova Scotia

Nouvelle - Écosse

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL	COMBUSTIBLE	HEAD (Ft.)		GEN MANF.	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS	(P.S.I.G.)	FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (Ft.)	GEN MANF.	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.												

N.S. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	162.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	162.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	162.00

NOVA SCOTIA - THERMAL/THERMIQUE

NOVA SCOTIA
NS FOREST INDUSTRIES
PORT HAWKESBURY

45 36	61 21	1961	I	S	FW	875	OQ	WY	WY	10.00
		1971	I	S	BW	875	OW	SG	SH	18.00
TOTAL (END/FIN 1970)										10.00
ADDITIONS (1971)										18.00
TOTAL (END/FIN 1971)										28.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)										0.00
TOTAL										28.00

NS LIGHT + POWER
TUFT'S COVE
ATLANTIC O

44 41 63 35

1965 I S BF 1850 CO AE
1972 P S BW 1800 O PC

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

100.00
100.00
100.00
100.00
200.00

NS POWER COMMISSION
POINT TUPPER
ATLANTIC O

45 37 61 22

1969 I S BW 2100 R SH
1973 P S CE 1800 R HP

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

80.75
150.00
80.75
80.75
150.00
230.75

NOVA SCOTIA
NS POWER COMMISSION
TUSKET

43 40 66 00

1971 I GT

D UA BR

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

25.00
0.00
25.00
25.00
0.00
25.00

N.S. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970) 768.00
ADDITIONS (1971) 43.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971) 40.00
TOTAL (END/FIN 1971) 808.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 250.00
TOTAL 1058.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1970)	760.00	.00	8.00	.00	768.00	162.00	930.00	
ADDITIONS (1971)	18.00	25.00	.00	.00	43.00	.00	43.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	15.00	25.00	.00	.00	40.00	.00	40.00	
TOTAL (END/FIN 1971)	775.00	25.00	8.00	.00	808.00	162.00	970.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1972	100.00	.00	.00	.00	100.00	.00	100.00	
1973	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00	
TOTAL	1025.00	25.00	8.00	.00	1058.00	162.00	1220.00	

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE	ÉTAT	BOILER CHAUDIERE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF DU MOTEUR	HEAD (FT.)	GEN. MANF DE LA	FABRICANT DE LA GÉNÉRATEUR	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)							

NEW BRUNSWICK - HYDRO/HYDRAULIQUE

NEW BRUNSWICK NB ELECTRIC POWER MACTAGUAC ST JOHN R	45 57	66 52	1968	I	H			DE	110	WY	150			100.00
			1968	I	H			DE	110	WY	150			100.00
			1968	I	H			DE	110	WY	150			100.00
			1972	P	H			DE	110	GW	150			100.00
TOTAL (END/FIN 1970)														300.00
ADDITIONS (1971)														0.00
TOTAL (END/FIN 1971)														300.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														100.00
TOTAL														400.00

N.B. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	570.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	570.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	100.00
TOTAL	670.00

NEW BRUNSWICK - THERMAL/THERMIQUE

NB ELECTRIC POWER COLESON COVE BAY OF FUNDY	45 10	66 10	1976	P	S	BW	2400	R	HI		HI			300.00
			1976	P	S	BW	2400	R	HI		HI			300.00
TOTAL (END/FIN 1970)														0.00
ADDITIONS (1971)														0.00
TOTAL (END/FIN 1971)														0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														600.00
TOTAL														600.00

NB ELECTRIC POWER MONCTON	46 10	64 50	1971	I	GT			D	PY		BR			25.00
TOTAL (END/FIN 1970)														0.00
ADDITIONS (1971)														25.00
TOTAL (END/FIN 1971)														25.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														0.00
TOTAL														25.00

N.B. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	631.00
ADDITIONS (1971)	25.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	21.00
TOTAL (END/FIN 1971)	652.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	600.00
TOTAL	1252.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1970)	621.00	0.00	10.00	0.00	631.00	570.00	1201.00
ADDITIONS (1971)	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	25.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	2.00-	25.00	2.00-	0.00	21.00	0.00	21.00
TOTAL (END/FIN 1971)	619.00	25.00	8.00	0.00	652.00	570.00	1222.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1972	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	100.00
1976	600.00	0.00	0.00	0.00	600.00	0.00	600.00
TOTAL	1219.00	25.00	8.00	0.00	1252.00	670.00	1922.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ETAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M. MANF. FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN. MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
					MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)						
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT. LONG.											

QUEBEC

- HYDRO/HYDRAULIQUE

QUEBEC												
HYDRO QUEBEC												
MANIC 3												
R MANICOUAGAN	49 47	68 37	1975	P	H		DE	300	MH	263		196.00
			1976	P	H		DE	300	MH	263		196.00
			1976	P	H		DE	300	MH	263		196.00
			1976	P	H		DE	300	MH	263		196.00
			1976	P	H		DE	300	MH	263		196.00
			1976	P	H		DE	300	MH	263		196.00
TOTAL (END/FIN 1970)												0.00
ADDITIONS (1971)												0.00
TOTAL (END/FIN 1971)												0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												1176.00
TOTAL												1176.00

HYDRO QUEBEC												
MANIC 5												
R MANICOUAGAN	50 46	68 38	1970	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1970	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1970	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1970	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1970	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1971	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1971	I	H		MH	473	MH	221		161.50
			1971	I	H		MH	473	MH	221		161.50
TOTAL (END/FIN 1970)												807.50
ADDITIONS (1971)												484.50
TOTAL (END/FIN 1971)												1292.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												0.00
TOTAL												1292.00

HYDRO QUEBEC												
RAPIDE DES ILES												
R OUTAOUAIS	47 36	79 15	1966	I	H		DE	86	CW	50		36.63
			1967	I	H		DE	86	CW	50		36.63
			1967	I	H		DE	86	CW	50		36.63
			1973	P	H		DE	86	CW	50		36.63
TOTAL (END/FIN 1970)												109.89
ADDITIONS (1971)												0.00
TOTAL (END/FIN 1971)												109.89
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												36.63
TOTAL												146.52

QUEBEC - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	13282.00
ADDITIONS (1971)	484.50
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	484.00
TOTAL (END/FIN 1971)	13766.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1212.63
TOTAL	14978.63

QUEBEC

- THERMAL/THERMIQUE

HYDRO QUEBEC												
CAP-AUX-NEULES												
	47 23	61 52	1963	I	IC		D	AL	GE			1.06
			1964	I	IC		D	MW	GE			1.20
			1964	I	IC		D	GM	EL			1.00
			1965	I	IC		D	GM	IE			1.00
			1968	I	IC		D	DZ	SS			2.20
			1968	I	IC		D	DZ	SS			2.20
			1970	I	IC		D	HA	SS			3.07
			1971	I	IC		D	HA	SS			3.07
TOTAL (END/FIN 1970)												11.73
ADDITIONS (1971)												3.07
TOTAL (END/FIN 1971)												14.80
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												0.00
TOTAL												14.80
HYDRO QUEBEC												
GENTILLY												
FLEUVE SAINT-LAURENT	46 19	72 17	1971	I	N		V	88	88			250.00
TOTAL (END/FIN 1970)												0.00
ADDITIONS (1971)												250.00
TOTAL (END/FIN 1971)												250.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												0.00
TOTAL												250.00

PROVINCE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	LAT.	LONG.	YEAR	ANNEE	STATUS	ETAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M. MANF. FABRICANT DU MOTEUR	PRIMAIRE HEAD (FT)	PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE									MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE																	

QUEBEC - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	764.00
ADDITIONS (1971)	253.07
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	254.00
TOTAL (END/FIN 1971)	1018.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	1018.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE	TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION	COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	676.00	36.00	52.00	.00	.00	764.00	13282.00	14046.00
ADDITIONS (1971)	.00	.00	3.07	250.00	253.07	253.07	484.50	737.57
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	.00	.00	4.00	250.00	254.00	254.00	484.00	738.00
TOTAL (END/FIN 1971)	676.00	36.00	56.00	250.00	1018.00	13766.00	14784.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1973	.00	.00	.00	.00	.00	.00	36.63	36.63
1975	.00	.00	.00	.00	.00	.00	196.00	196.00
1976	.00	.00	.00	.00	.00	.00	980.00	980.00
TOTAL	676.00	36.00	56.00	250.00	1018.00	14978.63	15996.63	

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	HEAD (FT.)	PIEDS DE CHUTE	GEN. MANF.	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	FABRICANT	PRIMAIRE					
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.													

ONTARIO

- HYDRO/HYDRAULIQUE

ONTARIO
ONTARIO HYDRO
LOWER NOTCH
MONTREAL R

54 78 79 27

1971 I H
1971 I H

DE 230 CG 170
DE 230 CG 170

114.00
114.00

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
228.00
228.00
0.00
228.00

ONTARIO - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970) 6796.00
ADDITIONS (1971) 228.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971) 214.00
TOTAL (END/FIN 1971) 7010.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
TOTAL 7010.00

ONTARIO

- THERMAL/THERMIQUE

ONTARIO HYDRO
BRUCE
L HURON

44 25 81 30

1974 P GT
1974 P GT
1974 P GT
1975 P N
1976 P GT
1976 P N
1977 P N
1978 P N

D CG CG
D CG CG
D CG CG
V HP HP
D CG CG
V HP HP
V HP HP
V HP HP

12.00
12.00
12.00
800.00
12.00
800.00
800.00
800.00

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
0.00
0.00
3248.00
3248.00

ONTARIO
ONTARIO HYDRO
LENNOX
L ONTARIO

44 10 76 50

1975 P S CE 2350
1975 P S CE 2350
1976 P S CE 2350
1977 P S CE 2350

AR CG CG
AR CG CG
AR CG CG
AR CG CG

573.75
573.75
573.75
573.75

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
0.00
0.00
2295.00
2295.00

ONTARIO HYDRO
NANTICOKE
L ERIE

42 50 80 05

1972 P S BW 2350
1972 P S BW 2350
1973 P S BW 2350
1974 P S BW 2350
1974 P S BW 2350
1975 P S BW 2350
1976 P S BW 2350
1977 P S BW 2350

C HP HP
C HP HP
C HP HP
C HP HP
C HP HP
C HP HP
C HP HP
C HP HP

500.00
500.00
500.00
500.00
500.00
500.00
500.00
500.00

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
0.00
0.00
4000.00
4000.00

ONTARIO HYDRO
PICKERING
L ONTARIO

43 48 79 00

1970 I GT
1970 I GT
1970 I GT
1971 I N
1971 I N
1972 P N
1972 P GT
1972 P GT
1972 P GT
1973 P N

O OR BR
O OR BR
O OR BR
V PC PC
V PC PC
O OR BR
O OR BR
O OR BR
V PC PC

7.50
7.50
7.50
540.00
540.00
7.50
7.50
7.50
7.50
540.00

TOTAL (END/FIN 1970)
ADDITIONS (1971)
TOTAL (END/FIN 1971)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

22.50
1080.00
1102.50
1102.50
2205.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF. DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN. MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT. LONG.				MANF. FABRICANT PRESS. (P.S.I.G.)							

ONTARIO - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	6903.00
ADDITIONS (1971)	1080.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	1081.00
TOTAL (END/FIN 1971)	7984.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	10645.50
TOTAL	18629.50

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL

TOTAL (END/FIN 1970)	6288.00	341.00	34.00	240.00	6903.00	6796.00	13699.00
ADDITIONS (1971)	.00	.00	.00	1080.00	1080.00	228.00	1308.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	.00	1.00	.00	1080.00	1081.00	214.00	1295.00
TOTAL (END/FIN 1971)	6288.00	342.00	34.00	1320.00	7984.00	7010.00	14994.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1972	1000.00	22.50	.00	540.00	1562.50	.00	1562.50
1973	500.00	.00	.00	540.00	1040.00	.00	1040.00
1974	1000.00	36.00	.00	.00	1036.00	.00	1036.00
1975	1647.50	.00	.00	800.00	2447.50	.00	2447.50
1976	1073.75	12.00	.00	800.00	1885.75	.00	1885.75
1977	1073.75	.00	.00	800.00	1873.75	.00	1873.75
1978	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00
TOTAL	12583.00	412.50	34.00	5600.00	18629.50	7010.00	25639.50

PROVINCE		PLANT LOCATION		ANNEE	ÉTAT	BOILER		FUEL		COMBUSTIBLE		HEAD (FT.)		GEN MANF.		FABRICANT DE LA		H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE		EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	MANF.	PRIMAIRE	HEAD (FT.)	GEN MANF.	FABRICANT DE LA	GENERATRICE	H.P. (K)	MW		
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE		LAT.	LONG.																

MANITOBA - HYDRO/HYDRAULIQUE

MANITOBA
MANITOBA HYDRO
JENPEG
NELSON R

1976	P	H							24								21.00
1976	P	H							24								21.00
1976	P	H							24								21.00
1976	P	H							24								21.00
1976	P	H							24								21.00
1976	P	H							24								21.00

TOTAL (END/FIN 1970)	0.00
ADDITIONS (1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	126.00
TOTAL	126.00

MANITOBA HYDRO
KELSEY
NELSON R

56 02	96 32	1960	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1960	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1960	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1960	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1961	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1969	I	H					DE	50	CG	42					33.75
		1972	P	H					DE	50	CG	42					33.75

TOTAL (END/FIN 1970)	202.50
ADDITIONS (1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	202.50
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	33.75
TOTAL	236.25

MANITOBA HYDRO
KITTLE
NELSON R

56 20	94 37	1970	I	H					DE	98	TO	140					102.00
		1971	I	H					DE	98	TO	140					102.00
		1971	I	H					DE	98	TO	140					102.00
		1971	I	H					DE	98	TO	140					102.00
		1972	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1972	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1973	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1973	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1974	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1974	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1975	P	H					DE	98	TO	140					102.00
		1975	P	H					DE	98	TO	140					102.00

TOTAL (END/FIN 1970)	102.00
ADDITIONS (1971)	306.00
TOTAL (END/FIN 1971)	408.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	816.00
TOTAL	1224.00

MANITOBA - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	1319.00
ADDITIONS (1971)	306.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	306.00
TOTAL (END/FIN 1971)	1625.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	975.75
TOTAL	2600.75

MANITOBA - THERMAL/THERMIQUE

MANITOBA HYDRO
FORT CHURCHILL

58 45	94 10	1949	I	IC					D	FM		FM					0.30
		1949	I	IC					D	FM		FM					0.30
		1949	I	IC					D	FM		FM					0.20
		1949	I	IC					D	FM		FM					0.20
		1949	I	IC					D	FM		FM					0.30
		1949	I	IC					D	FM		FM					0.30
		1953	I	IC					D	FM		FM					1.14
		1959	I	IC					D	FM		FM					1.14
		1963	I	IC					D	FM		FM					1.14
		1968	I	IC					D	GM		GM					2.50
		1971	I	IC					D	GM		GM					2.50

TOTAL (END/FIN 1970)	7.52
ADDITIONS (1971)	2.50
TOTAL (END/FIN 1971)	10.02
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	10.02

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE	ETAT	BOILER CHAUDIERE	FUEL	P & M MANF FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.)	GEI MANF FABRICANT DE LA GENERATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)	COMBUSTIBLE		

MANITOBA - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	474.00
ADDITIONS (1971)	2.50
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	1.00
TOTAL (END/FIN 1971)	475.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	475.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO ELECTRIQUE	TOTAL
------------	-----------------	------------------------------	---	----------------------	---	------------------	-------

TOTAL (END/FIN 1970)	426.00	28.00	20.00	.00	474.00	1319.00	1793.00
ADDITIONS (1971)	.00	.00	2.50	.00	2.50	306.00	308.50
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	3.00-	.00	4.00	.00	1.00	306.00	307.00
TOTAL (END/FIN 1971)	423.00	28.00	24.00	.00	475.00	1625.00	2100.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1972	.00	.00	.00	.00	.00	237.75	237.75
1973	.00	.00	.00	.00	.00	204.00	204.00
1974	.00	.00	.00	.00	.00	204.00	204.00
1975	.00	.00	.00	.00	.00	204.00	204.00
1976	.00	.00	.00	.00	.00	126.00	126.00
TOTAL	423.00	28.00	24.00	.00	475.00	2600.75	3075.75

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL		COMBUSTIBLE		HEAD OF CHUTE		H.P. (K)		MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	FABRICANT	P.M. MANF.	PRIMAIRE	GEN. MANF.	FABRICANT DE LA	GENERATRICE	
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.													

SASK. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	567.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	567.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	567.00

SASKATCHEWAN - THERMAL/THERMIQUE

SASKATCHEWAN
SASKATCHEWAN POWER
BOUNDARY DAM
SOURIS R

49 08	102 59	1959	I	S	BW	875	C	PC	PC	66.00
		1960	I	S	CE	875	C	PC	PC	66.00
		1969	I	S	CE	1900	C	CG	CG	150.00
		1970	I	S	CE	1800	C	CG	CG	150.00
		1973	P	S	CE	1800	C	HI	HI	150.00

TOTAL (END/FIN 1970)	432.00
ADDITIONS (1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	432.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	150.00
TOTAL	582.00

SASKATCHEWAN POWER
QUEEN ELIZABETH
SOUTH SASKATCHEWAN R

52 07	106 38	1958	I	S	FW	875	COG	BB	BB	75.00
		1959	I	S	FW	875	COG	EE	EE	66.00
		1972	P	S	BW	1800	COG	HI	HI	100.00

TOTAL (END/FIN 1970)	141.00
ADDITIONS (1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	141.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	100.00
TOTAL	241.00

SASK. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	966.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	966.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	250.00
TOTAL	1216.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1970)	836.00	89.00	41.00	0.00	966.00	567.00	1533.00
ADDITIONS (1971)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	836.00	89.00	41.00	0.00	966.00	567.00	1533.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1972	100.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	100.00
1973	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
TOTAL	1086.00	89.00	41.00	0.00	1216.00	567.00	1783.00

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL		HEAD (FT.)		GEN MANF		H.P. (K)		MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	PRIMAIRE	PIEDS DE CHUTE	GEN MANF	FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.				FABRICANT	(P.S.I.G.)		FABRICANT DU MOTEUR				GENERATRICE		

ALBERTA

- HYDRO/HYDRAULIQUE

ALBERTA															
CALGARY POWER LTD															
BIGHORN															
NORTH SASKATCHEWAN R	52 12	116 25	1972	P	H			DE	245	EE	75				54.00
			1972	P	H			DE	245	EE	75				54.00
TOTAL (END/FIN 1970)															0.00
ADDITIONS (1971)															0.00
TOTAL (END/FIN 1971)															0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)															108.00
TOTAL															108.00

ALBERTA - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	616.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	616.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	108.00
TOTAL	724.00

ALBERTA

- THERMAL/THERMIQUE

ALBERTA POWER															
BATTLE RIVER															
BATTLE R	52 35	112 04	1956	I	S	CE	600	C	BB		BB				33.00
			1964	I	S	CE	600	C	BB		BB				33.00
			1969	I	S	CE	2150	C	GE		GE				150.00
			1975	P	S	CE	1800	C	CG		CG				150.00
TOTAL (END/FIN 1970)															216.00
ADDITIONS (1971)															0.00
TOTAL (END/FIN 1971)															216.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)															150.00
TOTAL															366.00

ALBERTA POWER															
H R MILNER															
SMOKY R	54 01	119 05	1972	P	S	BW	1800	C	HI		HI				140.00
TOTAL (END/FIN 1970)															0.00
ADDITIONS (1971)															0.00
TOTAL (END/FIN 1971)															0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)															140.00
TOTAL															140.00

CALGARY POWER LTD															
SUNDANCE															
L WABAHUN	53 33	114 28	1970	I	S	CE	2500	C	EE		EE				286.00
			1974	P	S	CE	2500	C	EE		EE				286.00
TOTAL (END/FIN 1970)															286.00
ADDITIONS (1971)															0.00
TOTAL (END/FIN 1971)															286.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)															286.00
TOTAL															572.00

EDMONTON POWER															
CLOVER BAR															
NORTH SASKATCHEWAN R	53 35	113 20	1970	I	S	BW	1800	G	EW		OE				165.00
			1973	P	S	BW	1800	G	EW		OE				165.00
TOTAL (END/FIN 1970)															165.00
ADDITIONS (1971)															0.00
TOTAL (END/FIN 1971)															165.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)															165.00
TOTAL															330.00

ALBERTA - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	2058.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	5.00
TOTAL (END/FIN 1971)	2063.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	741.00
TOTAL	2804.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1970)	1822.00	195.00	41.00	.00	2058.00	616.00	2674.00	
ADDITIONS (1971)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	1.00	6.00	.00	.00	5.00	.00	5.00	
TOTAL (END/FIN 1971)	1821.00	201.00	41.00	.00	2063.00	616.00	2679.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1972	140.00	.00	.00	.00	140.00	108.00	248.00	
1973	165.00	.00	.00	.00	165.00	.00	165.00	
1974	286.00	.00	.00	.00	286.00	.00	286.00	
1975	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00	
TOTAL	2562.00	201.00	41.00	.00	2804.00	724.00	3528.00	

Colombie - Britannique

[illegible]

BRITISH COLUMBIA - HYDRO/HYDRAULIQUE

						MS		CG		
BRITISH COLUMBIA										
BC HYDRO & POWER										
GORDON M SHRUM										
PEACE R										
55	58	122	07			1968	I	H	MS	500 CG 310 227.00
						1968	I	H	MS	500 CG 310 227.00
						1968	I	H	MS	500 CG 310 227.00
						1969	I	H	MS	500 CG 310 227.00
						1969	I	H	MS	500 CG 310 227.00
						1971	I	H	TO	500 TO 310 227.00
						1972	P	H	TO	500 TO 310 227.00
						1972	P	H	TO	500 TO 310 227.00
						1974	P	H	FU	500 FU 375 308.00
						TOTAL (END/FIN 1970)				1135.00
						ADDITIONS (1971)				227.00
						TOTAL (END/FIN 1971)				1362.00
						ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				754.00
						TOTAL				2116.00
BC HYDRO & POWER										
JORDAN RIVER										
JORDAN R										
48	25	124	03			1971	I	H	NI	870 MS 220 150.00
						TOTAL (END/FIN 1970)				0.00
						ADDITIONS (1971)				150.00
						TOTAL (END/FIN 1971)				150.00
						ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				0.00
						TOTAL				150.00
BC HYDRO & POWER										
KOOTENAY CANAL										
KOOTENAY R										
49	25	117	38			1975	P	H	MS	200 CG 171 125.00
						1975	P	H	MS	200 CG 171 125.00
						1976	P	H	MS	200 CG 171 125.00
						1976	P	H	MS	200 CG 171 125.00
						TOTAL (END/FIN 1970)				0.00
						ADDITIONS (1971)				0.00
						TOTAL (END/FIN 1971)				0.00
						ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				500.00
						TOTAL				500.00
BC HYDRO & POWER										
MICA DAM										
COLUMBIA R										
51	57	118	32			1976	P	H	GL	500 CG 595 435.00
						1976	P	H	GL	500 CG 595 435.00
						1977	P	H	EP	500 CG 595 435.00
						1977	P	H	EP	500 CG 595 435.00
						TOTAL (END/FIN 1970)				0.00
						ADDITIONS (1971)				0.00
						TOTAL (END/FIN 1971)				0.00
						ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				1740.00
						TOTAL				1740.00
BC HYDRO & POWER										
WHATSHAM										
WHATSHAM R										
49	56	118	05			1972	P	H	FU	500 NI 74 50.00
						TOTAL (END/FIN 1970)				0.00
						ADDITIONS (1971)				0.00
						TOTAL (END/FIN 1971)				0.00
						ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				50.00
						TOTAL				50.00

B.C. = TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	3949.00
ADDITIONS (1971)	377.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	350.00
TOTAL (END/FIN 1971)	4299.00
ADDITIONS (PROPOSEE/PROPOSEES)	3844.00
TOTAL	7343.00

202725- 22 JUN 64 - 750441/750442

80 HYDRO & POWER												
BURRARD												
BURRARD INLET												
49	17	122	52	1962	I	\$	CB	1850	60	AE	AE	151.00
				1963	I	\$	CB	1850	60	AE	AE	151.00
				1965	I	\$	CE	1850	60	AE	AE	151.00
				1967	I	\$	CE	1850	60	AE	AE	151.00
				1968	I	\$	CE	1850	60	AE	AE	151.00
				1974	P	\$	CE	1800	60	AE	AE	150.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF MOTEUR FABRICANT PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.				MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)							

BRITISH COLUMBIA
BC HYDRO & POWER
BURRARD

TOTAL (END/FIN 1970) 750.00
ADDITIONS (1971) 0.00
TOTAL (END/FIN 1971) 750.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 150.00
TOTAL 900.00

BC HYDRO & POWER
PORT HARDY

50 42 127 30

1973 P GT

D CK BR 40.50

TOTAL (END/FIN 1970) 0.00
ADDITIONS (1971) 0.00
TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 40.50
TOTAL 40.50

BC HYDRO & POWER
PRINCE RUPERT

54 20 130 20

1973 P GT
1974 P GT

GD UA BR 28.62
GD UA BR 28.62

TOTAL (END/FIN 1970) 0.00
ADDITIONS (1971) 0.00
TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 57.24
TOTAL 57.24

B.C. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970) 1522.00
ADDITIONS (1971) 0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971) 24.00-
TOTAL (END/FIN 1971) 1498.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 247.74
TOTAL 1745.74

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1970)	1162.00	195.00	165.00	.00	1522.00	3949.00	5471.00	
ADDITIONS (1971)	.00	.00	.00	.00	.00	377.00	377.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	3.00-	.00	21.00-	.00	24.00-	350.00	326.00	
TOTAL (END/FIN 1971)	1159.00	195.00	144.00	.00	1498.00	4299.00	5797.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1972	.00	.00	.00	.00	.00	504.00	504.00	
1973	.00	69.12	.00	.00	69.12	.00	69.12	
1974	150.00	28.62	.00	.00	178.62	300.00	478.62	
1975	.00	.00	.00	.00	.00	250.00	250.00	
1976	.00	.00	.00	.00	.00	1120.00	1120.00	
1977	.00	.00	.00	.00	.00	870.00	870.00	
TOTAL	1309.00	292.74	144.00	.00	1745.74	7343.00	9088.74	

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	LAT.	LONG.	YEAR	ANNEE	STATUS	ETAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
									MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)						

YUKON - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	26.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	0.00
TOTAL (END/FIN 1971)	26.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	26.00

YUKON - THERMAL/THERMIQUE

YUKON
NORTHERN CANADA P C
FARO

60 38	132 25	1971	I	IC	D	ML	BR	5.15
TOTAL (END/FIN 1970)								0.00
ADDITIONS (1971)								5.15
TOTAL (END/FIN 1971)								5.15
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								0.00
TOTAL								5.15

YUKON - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	32.00
ADDITIONS (1971)	5.15
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	2.00
TOTAL (END/FIN 1971)	34.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	34.00

TOTAL (MW)	SUMMARY SOMMAIRE							
	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	

TOTAL (END/FIN 1970)	.00	.00	32.00	.00	32.00	26.00	58.00	
ADDITIONS (1971)	.00	.00	5.15	.00	5.15	.00	5.15	
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	.00	.00	2.00	.00	2.00	.00	2.00	
TOTAL (END/FIN 1971)	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
TOTAL	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00	

Northwest Territories

Territoires du Nord - Ouest

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	LAT.	LONG.	YEAR	ANNEE	STATUS	ETAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
									MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)						

N.W.T. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1970)	32.00
ADDITIONS (1971)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	3.00
TOTAL (END/FIN 1971)	35.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	35.00

NORTHWEST TERRITORIES - THERMAL/THERMIQUE

NORTHWEST TERRITORIES
NORTHERN CANADA P C
INUVIK
MACKENZIE R

68 21	134 43	1957	I	IC	D	ML	EC	0.60
		1958	I	IC	D	ML	BR	0.37
		1958	I	IC	D	ML	BR	0.37
		1958	I	IC	D	PX	EC	0.15
		1959	I	S	BF	GH	GL	0.60
		1960	I	IC	D	ML	BR	0.96
		1960	I	IC	R	ML	BR	1.00
		1963	I	IC	R	ML	CG	1.00
		1971	I	IC	D	ML	BR	5.15
TOTAL (END/FIN 1970)								5.05
ADDITIONS (1971)								5.15
TOTAL (END/FIN 1971)								10.20
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								0.00
TOTAL								10.20

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (P1) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.				MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)						

NORTHERN CANADA P C
PINE POINT

60 13 110 52

1971 I IC

D ML BR

5.15

TOTAL (END/FIN 1970) 0.00
ADDITIONS (1971) 5.15
TOTAL (END/FIN 1971) 5.15
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
TOTAL 5.15

NORTHLAND UTILITIES
HAY RIVER

60 51 115 44

1959 I IC
1962 I IC
1966 I IC
1968 I IC
1968 I IC
1968 I IC
1970 I IC
1971 I IC
1972 P IC
1972 P IC

D CB TA
O CB EE
D CT EE
D CT TA
D PX HC
D PX HC
D CT TA
D CT TA
DO WA KA
DO WA KA

0.50
0.65
0.50
0.50
0.35
0.35
0.50
0.50
0.80
0.80

TOTAL (END/FIN 1970) 3.35
ADDITIONS (1971) 0.50
TOTAL (END/FIN 1971) 3.85
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1.60
TOTAL 5.45

N.W.T. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1970) 53.00
ADDITIONS (1971) 10.80
ADDITIONS (NET/NETTE 1971) 4.00
TOTAL (END/FIN 1971) 57.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1.60
TOTAL 58.60

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL

TOTAL (END/FIN 1970)	1.00	1.00	51.00	.00	53.00	32.00	85.00
ADDITIONS (1971)	.00	.00	10.80	.00	10.80	.00	10.80
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	.00	1.00	3.00	.00	4.00	3.00	7.00
TOTAL (END/FIN 1971)	1.00	2.00	54.00	.00	57.00	35.00	92.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1972	.00	.00	1.60	.00	1.60	.00	1.60
TOTAL	1.00	2.00	55.60	.00	58.60	35.00	93.60

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE À GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1970)	12863.00	913.00	507.00	240.00	14523.00	28293.00	42816.00	
ADDITIONS (1971)	168.00	64.00	21.52	1330.00	1583.52	2345.50	3929.02	
ADDITIONS (NET/NETTE 1971)	153.00	73.00	2.00-	1330.00	1554.00	2308.00	3862.00	
TOTAL (END/FIN 1971)	13016.00	986.00	505.00	1570.00	16077.00	30601.00	46678.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1972	1340.00	22.50	1.60	540.00	1904.10	1899.75	3803.85	
1973	965.00	69.12	.00	540.00	1574.12	1665.63	3239.75	
1974	1436.00	64.62	.00	.00	1500.62	1929.00	3429.62	
1975	1797.50	.00	.00	800.00	2597.50	1125.00	3722.50	
1976	1673.75	12.00	.00	800.00	2485.75	2226.00	4711.75	
1977	1073.75	.00	.00	800.00	1873.75	870.00	2743.75	
1978	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00	
TOTAL	21302.00	1154.24	506.60	5850.00	28812.84	40316.38	69129.22	

SELECTED BIBLIOGRAPHY OF ELECTRICAL ENERGY PUBLICATIONS

Canadian Publications

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered (prepaid in Canadian currency) from Statistics Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0T6.

Electric Power Statistics, Volume I – *Annual Electric Power Survey of Capability and Load* (Catalogue No. 57-204 – \$0.75)

- this report presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II – *Annual Statistics* (Catalogue No. 57-202 – \$1.00)

- this report includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, sales, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III – *Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment* (Catalogue No. 57-203 – \$1.50)

- this report provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001 – \$0.20 per copy or \$2.00 per year)

- this report presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203 – \$0.50)

- this report is based on rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

International Publications

The following publications may be obtained from United Nations Publications, Room 1059, New York, N.Y. 10017 or from Palais des Nations, Geneva. All orders should include the language edition required and the full title.

United Nations, Economic Commission for Asia and the Far East, *Electric Power in Asia and the Far East* (\$2.50 U.S.) available in English only.

- this report reviews, on an annual basis, electric power development in the region and gives detailed statistical data on the technical and financial aspects of the industry in the various countries.

United Nations, Statistical Papers, Series J, *World Energy Supplies* (\$2.00 U.S.) – available in English only.

- this report presents, on an annual basis, statistics for approximately 170 countries on production, trade and consumption of commercial sources of energy: solid and liquid fuels, gas and electricity.

United Nations, *Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe* (\$1.50 U.S.)

- this report presents data for all European countries and the United States of America on plant consumption, thermal capacity, production, international exchanges, gross consumption, and fuel consumed in electric generation. Annual figures for the four preceding years; provisional figures for the current year. Published since 1960.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES RELATIVES À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Publications canadiennes

Les lecteurs qui ont besoin de données statistiques additionnelles peuvent obtenir les publications suivantes, en anglais et en français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes, accompagnées du paiement en monnaie canadienne, doivent être adressées à Statistique Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0T6.

Statistique de l'énergie électrique. Volume I. — *Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux* (N° de catalogue 57-204 — \$0.75)

- ce rapport présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux et traite de tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique. Volume II. — *Statistiques annuelles* (N° de catalogue 57-202 — \$1.00)

- ce rapport comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, dont la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les ventes, les transferts d'énergie, les services aux résidences et aux fermes ainsi que la longueur des installations de transport. Sont également incluses, pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs et passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement et de réparation.

Statistique de l'énergie électrique. Volume III. — *Inventaire des moteurs primaires et des générateurs électriques*, (N° de catalogue 57-206 — \$1.50)

- ce rapport présente une énumération annuelle détaillée des moteurs primaires et des générateurs électriques de plus de 500 kW.

Statistique de l'énergie électrique. Mensuel (No. de catalogue 57-001 — .20¢ par copie ou \$2.00 par année)

- ce rapport mensuel présente les statistiques préliminaires relatives à l'énergie électrique.

Factures d'électricité pour les services domestique, commercial et à la petite industrie (N° de catalogue 57-203 — .50¢)

- ce rapport est fondé sur des échelles de tarifs fournies par les producteurs d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les grandes villes et les municipalités qui font l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à montrer le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités définies d'électricité utilisées à des fins précises.

Publications internationales

On peut se procurer les publications suivantes en s'adressant aux Publications des Nations Unies, Pièce 1059, New York, N.Y. 10017 ou au Palais des Nations, Genève. Il faut mentionner pour chaque commande la langue de l'édition désirée et le titre complet de la publication.

Nations Unies, Commission économique pour l'Asie et l'Extrême-Orient, *Electric Power in Asia and the Far East* (\$2.50 É.-U.) (disponible en anglais seulement)

- ce rapport présente une revue annuelle des progrès accomplis dans le domaine de l'électricité dans la région et fournit des données statistiques détaillées sur les aspects techniques et financiers de l'industrie dans les divers pays.

Nations Unies, Rapports statistiques, Série J, *World Energy Supplies* (\$2.00 É.-U.) (disponible en anglais seulement)

- ce rapport présente annuellement des statistiques pour environ 170 pays concernant la production, les échanges et la consommation des sources commerciales d'énergie: combustibles solides et liquides, gaz et électricité.

The following publications are available from Queen's Printer, Ottawa, Canada, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, *Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects* (\$4.50 U.S.)

— this report combines the results of two studies carried out by the OECD; i.e.:

a) survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)

b) survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, *The Electricity Supply Industry* (\$3.40 U.S.)

— this annual report makes a general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, *Statistics of Energy* (\$4.00 U.S.)

— this report presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies in each country.

ations Unies, *Bulletin annuel de statistiques de l'énergie électrique pour l'Europe* (\$1.50 É.-U.)

- ce rapport présente, pour tous les pays européens et pour les États-Unis d'Amérique, des données concernant la consommation des usines, la puissance thermique, la production, les échanges internationaux, la consommation brute et le combustible consommé pour la production de l'électricité. Sont également compris, les chiffres annuels des quatre années précédentes et les chiffres provisoires pour l'année en cours. Ce rapport est publié depuis 1960.

Les publications suivantes sont en vente chez l'Imprimeur de la Reine, à Ottawa, Canada ou au Bureau des publications de l'O.C.D.E., 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16^e, France.

rganisation de coopération et de développement économiques, Enquête de la Division de l'énergie, *Enquête annuelle sur l'équipement électrique*. Situation et prospective. (\$4.50 É.-U.)

- ce rapport combine les résultats de deux études exécutées par l'O.C.D.E., soit:

- a) une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd et de ses caractéristiques techniques dans l'industrie du matériel électrique (Partie I)
- b) une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des livraisons, des commandes en main et de la capacité de production des fabricants européens de matériel lourd pour les centrales (Partie II)

Ces deux enquêtes complémentaires illustrent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication des tendances pour cinq prochaines années.

rganisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, *L'industrie de l'électricité* (\$3.40 É.-U.)

- ce rapport annuel présente une revue générale de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'O.C.D.E. au cours des deux dernières années et une prospective des cinq prochaines années.

rganisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, *Statistiques de l'énergie* (\$4.00 É.-U.)

- ce rapport présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie en suivant une ordonnance normalisée de façon à ce qu'elles soient présentées sous une forme consolidée et comparable.

En outre, il est possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers individuels en s'adressant aux services d'électricité individuels, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.

LEGEND

TRANSMISSION LINES	
EXISTING	UNDER CONSTRUCTION
66 KV - 199 KV	---
200 KV - 299 KV	---
300 KV - 399 KV	---
400 KV AND OVER	---
GENERATING STATIONS	
●	○
▲	△
HYDRO-ELECTRIC	
THERMAL-ELECTRIC	

NOTE: ONLY STATIONS WITH TOTAL INSTALLED GENERATING CAPACITIES OF NOT LESS THAN 1 500 KW ARE SHOWN



DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

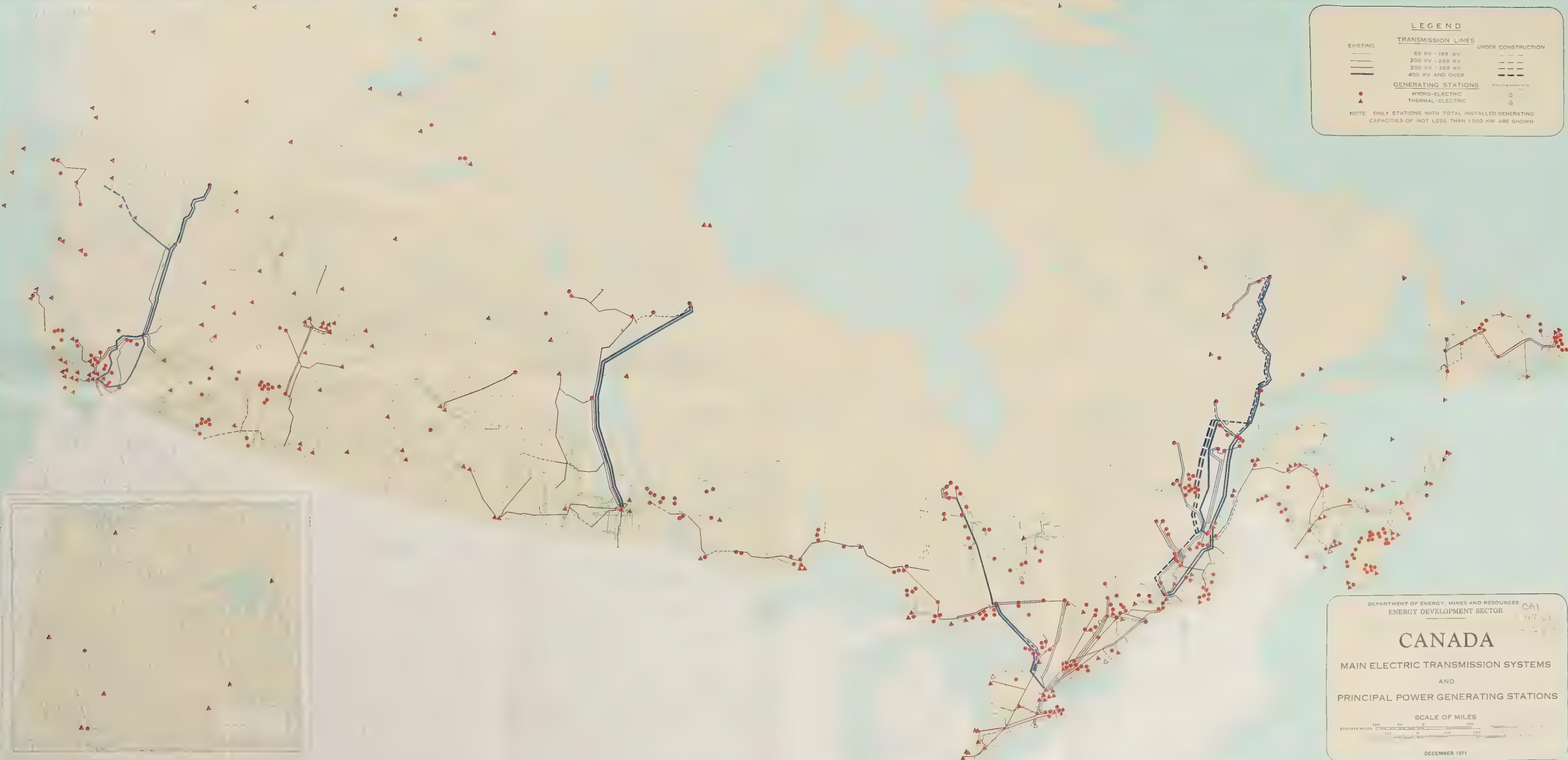
CANADA

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE OF MILES

STATUTE MILES 0 50 100 150 200

DECEMBER 1971



LÉGENDE

— LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE —

—	66 kV 110 kV	—	200 kV 230 kV
—	300 kV 345 kV	—	400 kV ou plus

CENTRALES

●	Hydroélectrique	▲	Fossile
○	Nucléaire	△	Autre

NOTA: SEULES LES CENTRALES DONT LA PUISSANCE GLOBALE INSTALLÉE EST DE 1500 kW AU MINIMUM SONT INDICUÉES.



Ligne AF
★ MAR 77 ★
UNIVERSITY OF TORONTO

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA

PRINCIPAUX RÉSEAUX DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ÉCHELLE EN MILES
0 100 200 300 400 500
KILOMÈTRES 0 100 200 300 400 500

DECEMBRE 1971



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines
et Ressources Canada

IT 51
S22

electric power in canada l'énergie électrique au canada



1972

JH/MT 5/
S22

electric power in canada

Energy Development Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
OTTAWA, CANADA

Secteur de l'exploitation de l'énergie
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
OTTAWA, CANADA

l'énergie électrique au canada

©
Information Canada
Ottawa, 1974

Cat. No.: M23-7/1972

PREFACE

"Electric Power in Canada" is compiled and published by the Energy Development Sector of the Department of Energy, Mines and Resources. It presents an outline of the progress made during 1972 by Canada's electric utility industry in meeting the growing needs of its customers.

Plans for future development of electrical systems in Canada are reviewed and some comments are included on the increasing problems of meeting the growing demand for electrical energy in an economical and reliable manner and at the same time ensuring adequate protection of the environment.

The Sector acknowledges with thanks the cooperation of electric utilities and of industrial companies with generating facilities, in providing the information on which this publication is based. Invaluable assistance has been given by Statistics Canada with whom close liaison is maintained in the collection of data.

PRÉFACE

"L'Énergie électrique au Canada" présente l'information recueillie par le Secteur de l'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Cet ouvrage expose dans ses grandes lignes le progrès accompli au cours de l'année 1972 par l'industrie des services publics d'électricité au Canada pour répondre à la demande croissante des consommateurs.

Il présente également les projets d'aménagement de réseaux électriques au Canada, ainsi que quelques observations sur les problèmes de plus en plus nombreux qu'il faut affronter pour répondre à la demande en énergie électrique d'une manière sûre et économique et apporter en même temps une protection adéquate au milieu naturel.

Le Secteur remercie les services publics et les entreprises industrielles qui produisent de l'électricité de l'avoir aidé à compiler les données qui ont servi à la rédaction de la présente publication. Il est aussi redevable à Statistique Canada avec qui il demeure en contact étroit pour la compilation des données.

TABLE OF CONTENTS

PROGRESS IN 1972 AND FUTURE PROSPECTS

Progress in 1972.....	3
Plans for Future Expansion	12
Summary and Future Prospects.....	12
Summary by Province	
Newfoundland and Labrador	18
Prince Edward Island	19
Nova Scotia	19
New Brunswick.....	21
Quebec	22
Ontario.....	23
Manitoba.....	26
Saskatchewan.....	27
Alberta.....	28
British Columbia	29
Yukon	31
Northwest Territories.....	31
TABULAR SUMMARY	33

TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS EN 1972 ET PERSPECTIVES D'AVENIR

Progrès accomplis en 1972.....	3
Projets d'expansion	12
Sommaire et perspectives d'avenir.....	12
Sommaire par province	
Terre-Neuve et Labrador.....	18
Île-du-Prince-Édouard.....	19
Nouvelle-Écosse.....	19
Nouveau-Brunswick	21
Québec	22
Ontario	23
Manitoba.....	26
Saskatchewan.....	27
Alberta	28
Colombie-Britannique	29
Yukon	31
Territoires du Nord-Ouest.....	31
TABLEAU SOMMAIRE.....	33

progress in
1972

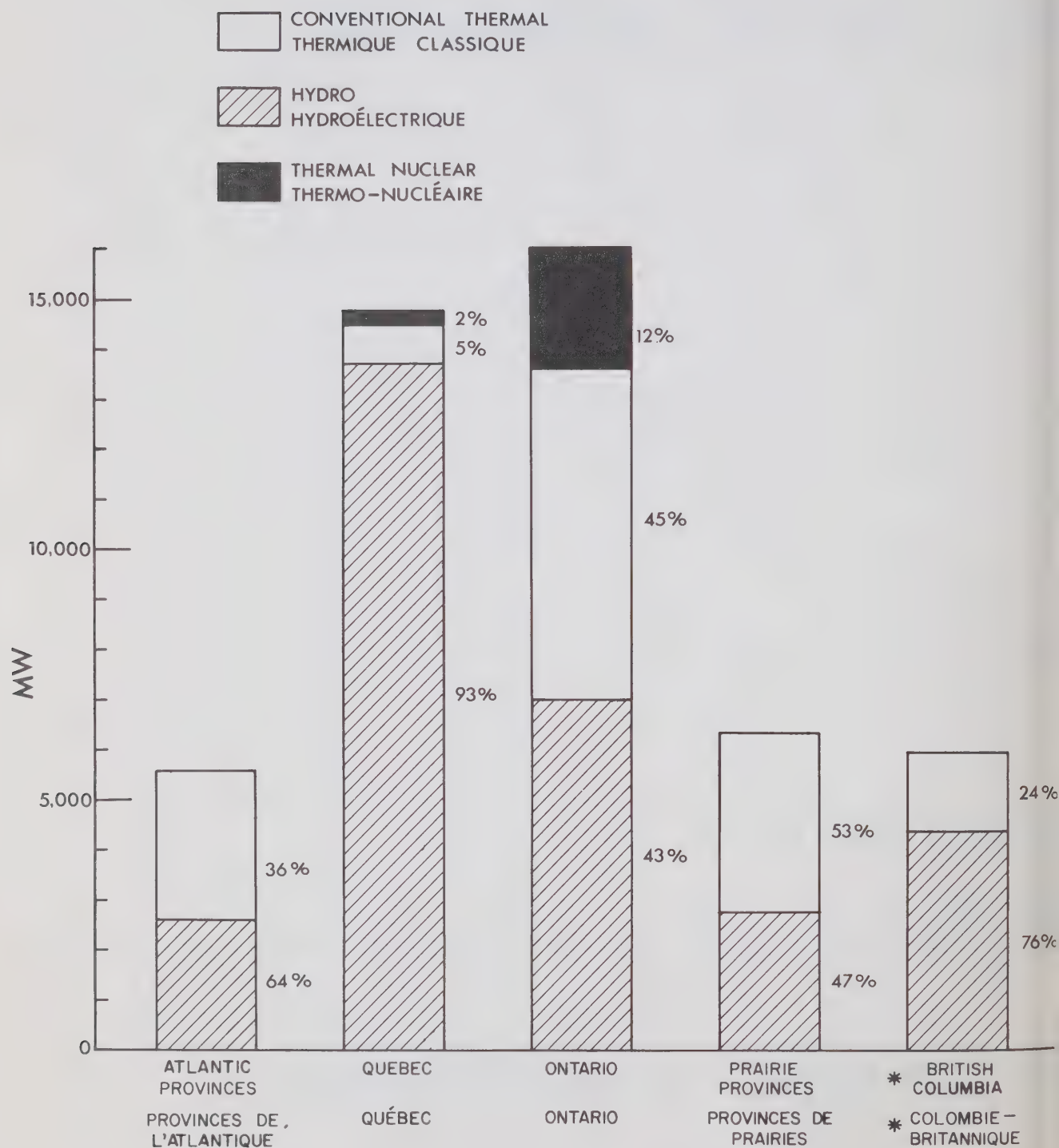
and future prospects

progrès en
1972

et perspectives d'avenir

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA BY REGION -1972-

PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA PAR RÉGION -1972 -



* - includes Yukon and Northwest Territories

* - comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest

PROGRESS IN 1972

Net additions to electrical generating capacity in 1972 of 3,270 MW raised Canada's total installed capacity by 7.0% to 49,948 MW. Hydro-electric capacity additions accounted for 1,916 MW or 58.6% of all 1972 installations. The 1,354 MW of thermal capacity added, provided 41.4% of the 1972 total. With the installation of the third 540 MW unit at Ontario Hydro's Pickering Station, the country's nuclear generating capability rose 35.4% to 2,126 MW. As of December 31, 1972, the total installed capacity was approximately 65% hydro-electric, 31% conventional thermal and 4% thermal nuclear.

Electrical energy generated in Canada in 1972 increased 10.4% to 237,408 GWh (million kilowatthours). Exports of energy to the United States rose appreciably (48.5% over 1971) to 10,377 GWh or 4.4% of total generation. With 2,443 GWh of energy being imported from the United States, net exports at year end stood at 7,934 GWh (112% above the 1971 net export). The actual growth of primary and secondary energy supplied within Canada, was up 8.6% to 229,474 GWh.

In 1972 energy generation from hydraulic units showed the more substantial increase, 10.9% compared with an 8.9% rise in thermal generation. A significant rise was experienced in nuclear (69%) and gas turbine generation (55%). Conventional steam generation increased (3.7%) while internal combustion generation decreased (2.2%). The share of total energy supplied by hydro-electric facilities increased from 74.6% (160,412 GWh) in 1971 to 74.9% (177,892 GWh) in 1972.

The portion of energy generated by electric utilities during this year was approximately 86% up from 85% in 1971 with the balance being produced by industrial generation.

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1972

La capacité de production a augmenté de façon substantielle en 1972, soit de 3,270 MW (7.0 %), portant la puissance totale installée à 49,948 MW au Canada. Les centrales hydrauliques ont assuré 58.6 % de l'augmentation soit 1,916 MW. L'augmentation de 1,354 MW provenant des centrales thermiques constitue 41.4 % de l'augmentation totale en 1972. Avec l'installation du troisième groupe d'une puissance de 540 MW à la centrale Pickering de l'Ontario Hydro, la puissance installée en énergie nucléaire du pays s'est accrue de 35.4 %, pour atteindre 2,126 MW. Ainsi, au 31 décembre 1972, la puissance globale installée s'établissait à peu près comme suit: 65 % hydro-électrique, 31 % thermique classique et 4 % nucléaire.

La production d'énergie électrique au Canada en 1972 a augmenté de 10.4 %, atteignant 237,408 GWh (millions de kilowatts-heures). L'exportation d'énergie aux États-Unis s'est sensiblement accrue (48.5 % par rapport à 1971) pour atteindre 10,377 GWh, soit 4.4 % de la production globale. Étant donné que 2,443 GWh ont été importés des États-Unis, l'exportation nette à la fin de l'année était de 7,934 GWh (112 % de plus que l'exportation nette de 1971). La hausse réelle de la quantité d'énergie primaire et secondaire fournie au Canada était de 8.6 %, portant le total à 229,474 GWh.

La production d'énergie à partir de groupes hydrauliques en 1972 a enregistré le plus fort accroissement, soit 10.9 %, comparativement à 8.9 %, pour l'énergie thermique. On remarque une augmentation significative dans la production d'énergie nucléaire (69 %) et dans la production par turbine à gaz (55 %). La production d'énergie par vapeur d'eau de type classique a enregistré une augmentation (3.7 %) tandis qu'il y a eu une baisse dans la production par combustion interne (2.2 %). La part d'énergie totale produite par les installations hydro-électriques est passée de 74.6 % (160,412 GWh) en 1971 à 74.9 % (177,892 GWh) en 1972.

La part d'énergie produite par les services publics d'électricité pendant l'année a été d'environ 86%, alors qu'elle était de 85 % en 1971, le reste de l'énergie ayant été produit par le secteur industriel.

INSTALLED GENERATING CAPACITY - 1972 (MW)

PROVINCE/TERRITORY	STEAM		INTERNAL COMBUSTION	GAS TURBINE	TOTAL THERMAL	HYDRO	TOTAL
	CONVEN- TIONAL	NUCLEAR					
Newfoundland & Labrador	347		55	28	430	2,875	3,305
Prince Edward Island	71		7	15	93	--	93
Nova Scotia	863		7	25	895	160	1,055
New Brunswick	619		8	23	650	680	1,330
Quebec	676	266	56	36	1,034	13,764	14,798
Ontario	6,897	1,860	35	357	9,149	7,008	16,157
Manitoba	423		23	28	474	1,863	2,337
Saskatchewan	936		33	89	1,058	567	1,625
Alberta	1,831		41	198	2,070	736	2,806
British Columbia	1,136		146	195	1,477	4,803	6,280
Yukon	-		34	-	34	26	60
Northwest Territories	1		64	2	67	35	102
TOTAL	13,800	2,126	509	996	17,431	32,517	49,948
NET ADDITIONS 1972	784	556	4	10	1,354	1,916	3,270
Percentage Increase over 1971	6.0	35.4	0.8	1.0	8.4	6.3	7.0

GROWTH PATTERN *
(MW)

	Hydro	Thermal	Total
Net additions 1972	1,916	1,354	3,270
Total at December 31, 1972	32,517	17,431	49,948
Planned 1973	1,666	2,548	4,214
Est. total at December 31, 1973	34,183	19,979	54,162
Planned after 1973	14,618	11,550	26,168
Est. total with planned additions	48,801	31,529	80,330

* A more detailed description of the growth pattern is presented on Page 12

PUISSANCE INSTALLÉE - 1972 (MW)

PROVINCE/ RÉGION	VAPEUR		COMBUSTION INTERNE	TURBINE À GAZ	TOTAL DE LA PUIS- SANCE THERMIQUE	PUIS- SANCE HYDRAU- LIQUE	TOTAL
	DE TYPE CLASSIQUE	NUCLÉAIRE					
Terre-Neuve et Labrador	347		55	28	430	2,875	3,305
Île-du-Prince-Édouard	71		7	15	93	--	93
Nouvelle-Écosse	863		7	25	895	160	1,055
Nouveau-Brunswick	619		8	23	650	680	1,330
Québec	676	266	56	36	1,034	13,764	14,798
Ontario	6,897	1,860	35	357	9,149	7,008	16,157
Manitoba	423		23	28	474	1,863	2,337
Alberta	936		33	89	1,058	567	1,625
Colombie-Britannique	1,831		41	198	2,070	736	2,806
Yukon	1,136		146	195	1,477	4,803	6,280
Territoires du Nord-Ouest	-		34	-	34	26	60
TOTAL	13,800	2,126	509	996	17,431	32,517	49,948
Augmentation nette 1972	784	556	4	10	1,354	1,916	3,270
Pourcentage de l'augmenta- tion par rapport à 1971	6.0	35.4	0.8	1.0	8.4	6.3	7.0

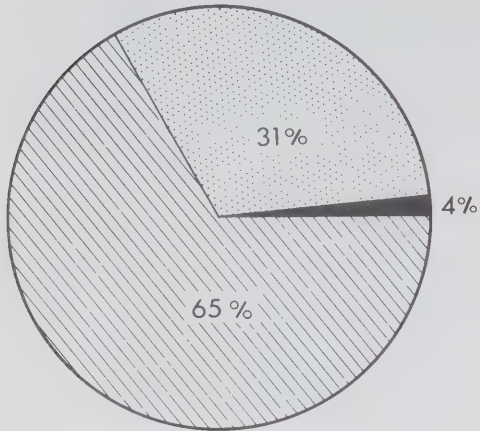
ACCROISSEMENT DE LA PUISSANCE INSTALLÉE *
(MW)

	Puissance hydraulique	Puissance thermique	Total
Augmentation nette en 1972	1,916	1,354	3,270
Total au 31 décembre 1972	32,517	17,431	49,948
Augmentation prévue en 1973	1,666	2,548	4,214
Total estimatif au 31 déc. 1973	34,183	19,979	54,162
Augmentation prévue au-delà de 1973	14,618	11,550	26,168
Total estimatif avec les augmenta- tions prévues	48,801	31,529	80,330

* Une description plus détaillée de l'accroissement de la puissance installée se trouve à la page 12

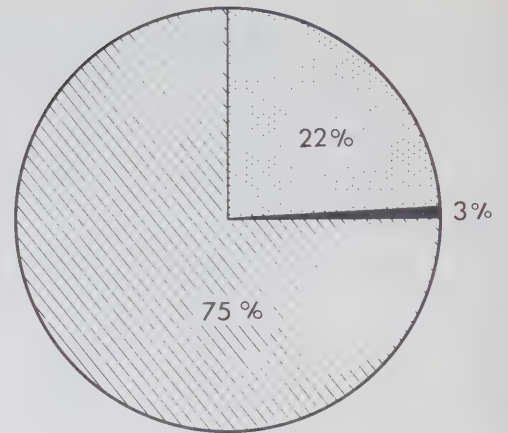
INSTALLED GENERATING CAPACITY

1972



PUISSANCE INSTALLÉE

NET ENERGY GENERATION



PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE



CONVENTIONAL THERMAL
THERMO ÉLECTRIQUE CONVENTIONELLE



HYDRO
HYDRO ÉLECTRIQUE



THERMAL NUCLEAR
THERMO NUCLÉAIRE

TRANSFER OF ELECTRICAL ENERGY BETWEEN
CANADA AND THE UNITED STATES*

	1971		1972	
	GWh	%	GWh	%
Total Energy Generated in Canada	215,064	100	237,408	100
Energy Imported from the U.S.				
Firm	3		6	
Secondary	3,246		2,437	
Total	3,249	1.51	2,443	1.03
Energy Exported to the U.S.				
Firm	1,859		2,048	
Secondary	5,127		8,329	
Total	6,986	3.25	10,377	4.37
Total Energy Available within Canada	211,327	98.26	229,474	96.66

* 1972 Electric Power Statistics: Volume 1 - Statistics Canada

ÉCHANGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ENTRE
LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS *

	1971		1972	
	GWh	%	GWh	%
Total de l'énergie produite au Canada	215,064	100	237,408	100
Énergie importée des É.-U.				
Primaire	3		6	
Secondaire	3,246		2,437	
Total	3,249	1.51	2,443	1.03
Énergie exportée aux É.-U.				
Primaire	1,859		2,048	
Secondaire	5,127		8,329	
Total	6,986	3.25	10,377	4.37
Énergie totale disponible au Canada	211,327	98.26	229,474	96.66

* 1972 Données statistiques sur l'énergie électrique:

Volume 1 - Statistique Canada

NET ENERGY GENERATION - 1972* (GWh)

Province/Territory	Steam Conven- tional	Nuclear	Internal Combustion	Gas Turbine	Total Thermal	Hydro	Total
Newfoundland & Labrador	266	-	29	1	296	10,928	11,224
Prince Edward Island	305	-	1	2	308	-	308
Nova Scotia	3,708	-	-	16	3,724	762	4,486
New Brunswick	3,248	-	-	18	3,266	2,919	6,185
Quebec	433	622	64	-	1,119	77,441	78,560
Ontario	27,063	6,118	22	438	33,641	41,163	74,804
Manitoba	480	-	46	-	526	10,376	10,902
Saskatchewan	3,475	-	78	34	3,587	3,125	6,712
Alberta	10,351	-	54	415	10,820	1,566	12,386
British Columbia	1,950	-	- 188	-10**	2,128	29,182	31,310
Yukon	-	-	49	-	49	194	243
Northwest Territories	2	-	50	-	52	236	288
TOTAL	51,281	6,740	581	914	59,516	177,892	237,408
Increase Over 1971	1,800	2,752	-13	325	4,864	17,480	22,344
Percentage Increase over 1971	3.6	69.0	-2.2	55.2	8.9	10.9	10.4

* Includes all generation in Canada, exclusive of station service, for firms which generate over 20 GWh per year. (1972 Electric Power Statistics: Volume 1 - Statistics Canada)

** Represents losses in synchronous condenser operations

PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE - 1972* (GWh)

Province/Territoire	Vapeur de type classique	nucléaire	Combustion interne	Turbine à gaz	Total de la production thermique	Production hydraulique	Total
Terre-Neuve et Labrador	266	-	29	1	296	10,928	11,224
Île-du-Prince-Édouard	305	-	1	2	308	-	308
Nouvelle-Écosse	3,708	-	-	16	3,724	762	4,486
Nouveau-Brunswick	3,248	-	-	18	3,266	2,919	6,185
Québec	433	622	64	-	1,119	77,441	78,560
Ontario	27,063	6,118	22	438	33,641	41,163	74,804
Manitoba	480	-	46	-	526	10,376	10,902
Saskatchewan	3,475	-	78	34	3,587	3,125	6,712
Alberta	10,351	-	54	415	10,820	1,566	12,386
Colombie-Britannique	1,950	-	188	-10**	2,128	29,182	31,310
Yukon	-	-	49	-	49	194	243
Territoires du Nord-Ouest	2	-	50	-	52	236	288
TOTAL	51,281	6,740	581	914	59,516	177,892	237,408
Augmentation par rapport à 1971	1,800	2,752	-13	325	4,864	17,480	22,344
Pourcentage d'augmentation par rapport à 1971	3.6	69.0	-2.2	55.2	8.9	10.9	10.4

* Comprend toute la production au Canada des sociétés qui produisent plus de 20 GWh par année, sans compter l'énergie consommée par la centrale. (1972 Données Statistiques sur l'énergie électrique: Volume 1 - Statistique Canada)

** Représente les pertes attribuables au fonctionnement des condensateurs synchrones

1972 ELECTRICAL GENERATION BY SOURCE -
UTILITIES AND INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS*

Province/Territory	Total Net Generation (GWh)	Utility Generation Hydro (%)	Thermal (%)	Industrial Generation Hydro (%)	Thermal (%)
Newfoundland & Labrador	11,224	94	3	3	**
Prince Edward Island	308	-	100	-	-
Nova Scotia	4,486	16	74	2	8
New Brunswick	6,185	46	44	1	9
Quebec	78,560	79	1	20	**
Ontario	74,804	53	43***	2	2
Manitoba	10,902	95	5	-	-
Saskatchewan	6,712	46	51	1	2
Alberta	12,386	13	82	**	5
British Columbia	31,310	60	3	33	4
Yukon	243	80	9	-	11
Northwest Territories	288	73	19	8	-
TOTAL	237,408	63	23	12	2

* Includes all generation in Canada, exclusive of station service, for firms which generate over 20 GWh per year. (1972 Electric Power Statistics: Volume 1 - Statistics Canada)

** Negligible

*** Thermal nuclear generation represents more than 19% of this item

SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN 1972
SERVICES ET INDUSTRIE PRIVÉE*

Province/ Territoire	Production totale nette (GWh)	Production par hydraulique (%)	les services thermique (%)	Production par hydraulique (%)	l'industrie thermique (%)
Terre-Neuve et Labrador	11,224	94	3	3	**
Île-du-Prince-Édouard	308	-	100	-	-
Nouvelle-Écosse	4,486	16	74	2	8
Nouveau-Brunswick	6,185	46	44	1	9
Québec	78,560	79	1	20	**
Ontario	74,804	53	43***	2	2
Manitoba	10,902	95	5	-	-
Saskatchewan	6,712	46	51	1	2
Alberta	12,386	13	82	**	5
Colombie-Britannique	31,310	60	3	33	4
Yukon	243	80	9	-	11
Territoires du Nord-Ouest	288	73	19	8	-
TOTAL	237,408	63	23	12	2

* Comprend toute la production au Canada des sociétés qui produisent plus de 20 GWh par année, sans compter l'énergie consommée par la centrale (1972 Données statistiques sur l'énergie électrique: Volume 1 - Statistique Canada).

** Quantité négligeable.

*** L'électricité d'origine nucléaire constitue plus de 19 % de cette quantité.

PLANS FOR FUTURE EXPANSION

Canada's generating capacity will be expanded by 8.4% to 54,162 MW in 1973 with an additional 4,214 MW scheduled to be placed into service. The predicted 1973 increase consists of 60.5% thermal and 39.5% hydro.

With 1,547 MW of thermal capacity committed for initial service during 1973, Ontario will provide 61% of the country's thermal additions and 37% of the total additions. Three additional 475 MW units expected to be placed on line at Churchill Falls in Labrador will account for 86% of 1973 hydro-electric installations. Other additions including both hydro and thermal units, are planned during 1973 in most other provinces except New Brunswick, the Northwest Territories, and the Yukon.

Total committed generation expansion beyond 1973, which includes units for service up to 1984, will add 26,168 MW to Canada's generating capacity. This represents an increase of 48% over the expected installed capacity (54,162 MW) at the end of 1973. Actual additions will exceed this total since not all installations to 1984 have been firmly committed. No allowance is made in these estimates for retirement of older plants but these normally have a very minor effect since they are related to the scale of system growth 30 years or more ago. Of the announced additions (including 1973 plans) thermal units account for nearly 45% (14,098 MW) of the new capacity. Upon completion of these projected plans, Canada's total installed capacity will consist of 60.8% hydro-electric, 31.9% conventional thermal and 7.3% thermal nuclear.

SUMMARY AND FUTURE PROSPECTS

The electric utility growth rate in installed capacity has averaged over 6% per annum since 1915 and a similar growth pattern is forecast for the next 20 years. The growth of electrical generating capacity has exceeded the increase in real gross national product and is expected to continue this trend in the foreseeable future. In the 1950 to 1972 period, the GNP increased by an average of 5.1% per year while generating capacity grew by 8.1%. For the period of growth to 1975 a growth rate of 7.3% in installed generating capacity is expected in comparison with a forecast annual growth rate in GNP of 5.5% per annum.

PROJETS D'EXPANSION

La capacité de production du Canada va s'accroître de 8.4 %, pour atteindre 54,162 MW, en 1973; on prévoit la mise en service de 4,214 MW additionnels. La hausse prévue pour 1973 est de 60.5 % pour l'énergie thermique et 39.5 % pour l'énergie hydraulique.

On prévoit que l'Ontario augmentera sa capacité de production thermique en 1973 de 1,547 MW, ce qui constituera 61 % de l'augmentation d'énergie électrique d'origine thermique au pays et 37 % de l'augmentation totale d'énergie. Trois nouveaux groupes de 475 MW à Churchill Falls au Labrador produiront 86 % de l'augmentation de l'énergie hydraulique en 1973. D'autres additions aux groupes hydrauliques et thermiques sont prévues pour 1973 dans la plupart des autres provinces, sauf au Nouveau-Brunswick, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.

L'augmentation de la production totale prévue pour les années au-delà de 1973, y compris les groupes devant être mis en service jusqu'en 1984, permettra d'ajouter 26,168 MW à la puissance installée au Canada, ce qui représente une hausse de 48 % comparativement à la puissance installée prévue (54,162 MW) pour la fin de 1973. L'augmentation réelle dépassera ce chiffre, étant donné que toutes les installations nouvelles prévues jusqu'en 1984 n'ont pas encore fait l'objet d'une décision finale. Ces estimations ne tiennent pas compte du retrait d'anciennes centrales, mais ce facteur est de faible importance puisqu'il se rapporte à l'échelle de croissance des réseaux d'il y a trente ans ou plus. Quant aux additions annoncées (y compris les projets pour 1973) les groupes thermiques représentent près de 45 % (14,098 MW) de la nouvelle capacité de production. Lorsque ces projets auront été complétés, la puissance globale installée du Canada consistera en 60.8 % hydro-électrique, 31.9 % thermique classique et 7.3 % nucléaire.

SOMMAIRE ET PERSPECTIVES D'AVENIR

La puissance installée des services d'électricité a accusé un rythme d'expansion de 6 % par année en moyenne depuis 1915, et l'on prévoit un rythme semblable pour les 20 prochaines années. L'augmentation de la capacité de production a dépassé l'accroissement du produit national brut réel, et l'on pense que cette tendance se maintiendra au cours des prochaines années. Entre 1950, et 1972, le PNB a augmenté de 5.1 % par année en moyenne, alors que la capacité de production d'électricité a augmenté de 8.1 % par année. D'ici 1975, on prévoit un taux d'accroissement de 7.3 % de

The demands of the electric utility industry for capital funds increased from \$1,752 million in 1971 to \$1,930 million in 1972 and as a percentage of total business capital expenditure remained at approximately 8.8%. It is expected that the electrical utility capital investment will remain at approximately 9% of total capital expenditure for the next few years.

The electrical energy industry, both in its manufacturing and utility aspects, has made commendable efforts over the years to reduce the cost of its product by improved design and operating practices and by taking advantage of the economies of scale. The significant portion of Canada's capital investment which the industry employs dictates a continuing effort to seek further improvement. This need is currently of special significance with the burden which high interest rates place on a capital intensive industry. Since some of the expansion choices lie between solutions which differ in their division of capital and operating costs, difficult decisions must be made to balance short range and long range objectives.

The approximate division of capital between the major elements of electric utility systems is as follows:

	%
Generation	48
Transmission	22
Distribution	23
Other	7

While economies of scale will continue to allow some unit savings in all of these areas, there will be strong pressures from higher equipment and material costs and from more stringent environmental standards to force costs upwards. The need to develop more distant hydro-electric sites and increasing restrictions on thermal plant siting will tend to increase the proportion of future utility investment in transmission systems. Restrictions on right of way availability and the need for improved appearance of transmission structures will put added pressure on the cost of this element. The demand for underground distribution systems is requiring larger investments in the distribution area of utility cost.

la puissance installée par rapport au taux d'accroissement prévu de 5.5 % par an pour le PNB. Les besoins de capitaux des services publics d'électricité, de 1,752 millions de dollars qu'ils étaient en 1971, sont passés à 1,930 millions en 1972 et sont demeurés approximativement à 8.8 en pourcentage des dépenses totales en immobilisation. On s'attend à ce que le capital engagé par les services publics d'électricité se maintienne à quelque 9 % des dépenses en immobilisation pour les quelques prochaines années.

L'industrie de l'énergie électrique, tant au niveau de la fabrication que des services, a fait au cours des années de louables efforts pour abaisser le prix de son produit en améliorant ses techniques de construction et d'exploitation et en profitant des économies d'échelle réalisables. La proportion appréciable des investissements canadiens qu'utilise cette industrie exige un effort soutenu de perfectionnement. Cet effort est encore plus important étant donné le fardeau que représente le taux élevé actuel des intérêts pour une industrie de capital. Étant donné que certains des choix en matière d'expansion offrent des différences quant aux frais d'établissement et aux frais d'exploitation, il y aura des décisions difficiles à prendre pour équilibrer les objectifs à long et à court terme en matière de coût.

La répartition approximative des investissements entre les principaux secteurs de l'industrie électrique est la suivante:

	%
Production	48
Transport	22
Distribution	23
Autres	7

Même si les économies d'échelle permettaient de nouvelles réductions des coûts dans tous ces secteurs, les coûts du matériel et de l'équipement et la protection de l'écologie exerceront de fortes pressions sur les prix. Le fait que les emplacements favorables à la production d'hydro-électricité soient de plus en plus éloignés et la multiplication des restrictions apportées à l'implantation des centrales thermiques auront tendance à augmenter la proportion des investissements futurs qui sera consacrée aux réseaux de transport. Les restrictions touchant les emprises de lignes de transport et la nécessité d'améliorer les installations de transport sur le plan esthétique contribueront également à hausser le coût de ces

GENERATING CAPACITY EXPANSION IN CANADA BY PROVINCE (MW)

Province/Territory	Capacity Planned 1973			Capacity Planned After 1973			Total Capacity Planned 1973 and Later			Latest Date of Planned Unit
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	
Newfoundland & Labrador	1,425	-	1,425	1,900	-	1,900	3,325	-	3,325	1975
Prince Edward Island	-	25	25	-	-	-	-	25	25	1973
Nova Scotia	-	150	150	-	150	150	-	300	300	1976
New Brunswick	-	-	-	-	945	945	-	945	945	1976
Quebec	37	3	40	9,515	603	10,118	9,552	606	10,158	1984
Ontario	-	1,547	1,547	87	8,043	8,130	87	9,590	9,677	1978
Manitoba	204	3	207	576	-	576	780	3	783	1977
Saskatchewan	-	150	150	-	400	400	-	550	550	1977
Alberta	-	601	601	-	1,230	1,230	-	1,831	1,831	1978
British Columbia	-	69	69	2,540	179	2,719	2,540	248	2,788	1977
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Northwest Territories	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CANADA	1,666	2,548	4,214	14,618	11,550	26,168	16,284	14,098	30,382	1984
Percentage	39.5	60.5	100.0	55.9	44.1	100.0	53.6	46.4	100.0	

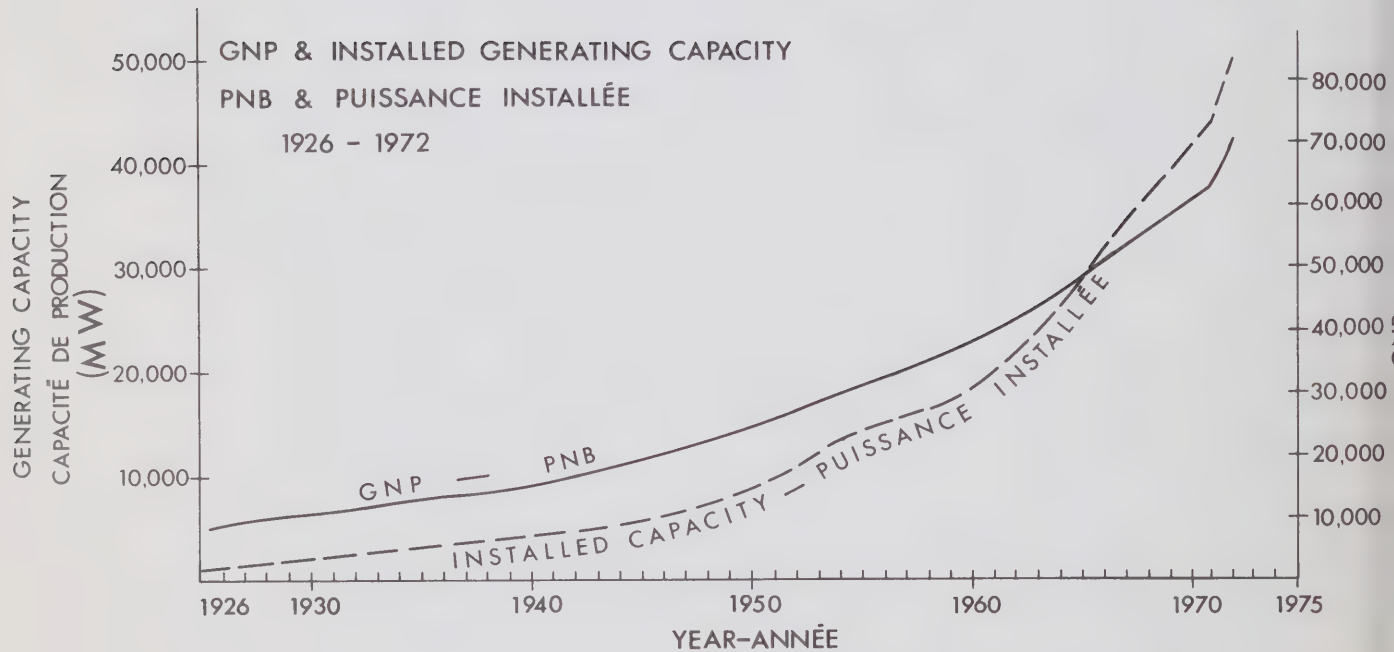
AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION AU CANADA PAR PROVINCE (MW)

Province/Territoire	Augmentation prévue pour 1973			Augmentation prévue après 1973			Augmentation totale prévue après 1973			Dernière année de prévision
	Production hydraulique	Production thermique	Total	Production hydraulique	Production thermique	Total	Production hydraulique	Production thermique	Total	
Terre-Neuve et Labrador	1,425	-	1,425	1,900	-	1,900	3,325	-	3,325	1975
Île-du-Prince-Édouard	-	25	25	-	-	-	-	25	25	1973
Nouvelle-Écosse	-	150	150	-	150	150	-	300	300	1976
Nouveau-Brunswick	-	-	-	-	945	945	-	945	945	1976
Québec	37	3	40	9,515	603	10,118	9,552	606	10,158	1984
Ontario	-	1,547	1,547	87	8,043	8,130	87	9,590	9,677	1978
Manitoba	204	3	207	576	-	576	780	3	783	1977
Saskatchewan	-	150	150	-	400	400	-	550	550	1977
Alberta	-	601	601	-	1,230	1,230	-	1,831	1,831	1978
Colombie-Britannique	-	69	69	2,540	179	2,719	2,540	248	2,788	1977
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Territoires du Nord-Ouest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CANADA	1,666	2,548	4,214	14,618	11,550	26,168	16,284	14,098	30,382	1984
Pourcentage	39.5	60.5	100.0	55.9	44.1	100.0	53.6	46.4	100.0	

installations. L'enfouissement des réseaux de distribution réclamé par le grand public entraîne des mises de fonds plus élevées dans ce secteur important des services.

In all of these areas the electric utilities together with senior levels of government have important responsibilities to both guide and respond to public choice in achieving the best balance consistent with wise use of resources. Increasing clear explanation of the available alternatives with their technical, economic, environmental and social consequences must be presented to ensure both wise and timely implementation of utility expansion plans.

Dans tous ces secteurs, les services d'électricité et les principaux niveaux de gouvernement ont d'importantes responsabilités lorsqu'il s'agit de guider le public et de répondre à ses choix tout en réalisant le meilleur équilibre compatible avec une utilisation sage des ressources. On doit apporter des explications de plus en plus claires sur les choix possibles et sur leurs conséquences techniques, économiques, sociales et sur le plan de l'environnement, afin d'assurer une mise à exécution rationnelle et opportune des projets d'expansion des services publics d'électricité.



INSTALLED GENERATING CAPACITY VS. GNP 1950-1972

YEAR	GENERATING CAPACITY		GROSS NATIONAL PRODUCT	
	INSTALLED (MW)	AVERAGE ANNUAL GROWTH (%)	MILLIONS OF CONSTANT (1961) DOLLARS	AVERAGE ANNUAL GROWTH (%)
1950*	8,934	8.5	23,809	5.5
1955*	13,417	11.4	31,079	4.1
1960	23,049	5.0	37,994	5.7
1965	29,348	7.8	50,149	5.0
1970	42,816	9.0	63,941	5.5
1971	46,678	7.0	67,782	5.8
1972	49,948		71,722	

* The figures for 1950 and 1955 do not include stations generating for own use only

PUISSANCE INSTALLÉE PAR RAPPORT AU PNB, DE 1950 A 1972

ANNÉE	PUISSANCE INSTALLÉE		PRODUIT NATIONAL BRUT	
	INSTALLÉE (MW)	CROISSANCE ANNUELLE MOYENNE (%)	MILLIONS DE DOLLARS CONSTANTS (1961)	CROISSANCE ANNUELLE MOYENNE (%)
1950*	8,934	8.5	23,809	5.5
1955*	13,417	11.4	31,079	4.1
1960	23,049	5.0	37,994	5.7
1965	29,348	7.8	50,149	5.0
1970	42,816	9.0	63,941	5.5
1971	46,678	7.0	67,782	5.8
1972	49,948		71,722	

* Les chiffres de 1950 et 1955 ne comprennent pas les centrales ne produisant que pour elles-mêmes

SUMMARY BY PROVINCE

Newfoundland and Labrador

With substantial generation installation at Baie d'Espoir and Holyrood over the past few years, no major capacity additions are forecast on the Island of Newfoundland until around 1978. However, considerable work was carried out during 1972 in the improvement and modernization of existing generating facilities at various small stations, including additions and alterations at several of the province's major terminal stations. Construction is also progressing well on a second 230 kV transmission line which will ultimately connect the west coast of the Island with the Baie d'Espoir Hydro-Electric Station. The line should be completed in 1976, with the first section, an 84 mile circuit between the Bottom Brook Substation (near Stephenville) and a new switching station at Buchans, to go in service in October of 1973.

Noteworthy achievements in connection with the massive Churchill Falls complex in Labrador during the year involved additions to both generation and transmission facilities. Units 3 and 4 (475 MW each) were commissioned in June, increasing the plant's installed capacity to 1900 MW. This 950 MW of new capacity accounted for approximately 50% of Canada's total hydro-electric additions in 1972. Units 5 through 11 will be placed in service over the next three years; three in 1973, three in 1974 and the final unit in 1975. The second of three 735 kV transmission lines linking the station with the Hydro-Quebec grid became operational during the year, with the third scheduled for service in 1973. Two, 230 kV links to the existing Twin Falls transmission system, feeding Wabush and Labrador City, were also completed. Operations at the Twin Falls and Churchill Falls stations were integrated in 1972 and extensive evaluation is presently underway to determine Twin Falls' future operating mode.

When completed in 1975, the 5,225 MW Churchill Falls Station will be the largest generating plant in Canada and one of the largest in the world.

SOMMAIRE PAR PROVINCE

Terre-Neuve et Labrador

Après la construction d'installations productrices importantes à Baie d'Espoir et Holyrood, au cours des dernières années, on n'envisage aucune autre addition sur l'île de Terre-Neuve avant 1978. Cependant, en 1972, un travail considérable a été effectué pour ce qui a trait à l'amélioration et à la modernisation des installations existantes à diverses petites centrales; des additions et modifications ont également été apportées à plusieurs des principales centrales de la province. La construction d'une deuxième ligne de transport d'énergie de 230 kV, qui reliera la côte ouest de l'île à la centrale hydro-électrique de Baie d'Espoir, va bon train. Cette ligne devrait être terminée en 1976 et le premier tronçon, un circuit de 84 milles entre le poste de Bottom Brook (près de Stephenville) et un nouveau poste de manoeuvre à Buchans, doit entrer en service en octobre 1973.

On a fait des réalisations remarquables en rapport avec le complexe massif de Churchill Falls au Labrador au cours de l'année, y compris des additions aux installations de production et de transport. Les groupes de production d'énergie 3 et 4 (475 MW chacun) ont été mis en service au mois de juin, augmentant la puissance installée de la centrale à 1,900 MW. Ces 950 MW représentent 50 % de l'ensemble des additions hydro-électriques faites au Canada en 1972. Les groupes 5 à 11 seront mis en service au cours des trois prochaines années; trois groupes en 1973, trois en 1974 et le dernier en 1975. La deuxième des trois lignes de transport d'énergie de 735 kV reliant la centrale avec le réseau de l'Hydro-Québec a été mise en exploitation au cours de l'année et la troisième doit être mise en service en 1973. Deux lignes de transport d'énergie de 230 kV ont été terminées au réseau de transport de Twin Falls, alimentant Wabush et Labrador City. L'exploitation des centrales Twin Falls et Churchill Falls a été intégrée en 1972 et une évaluation approfondie est maintenant en cours pour déterminer le mode d'exploitation futur de la centrale de Twin Falls.

En 1975, lorsqu'elle sera terminée, la centrale de 5,225 MW de Churchill Falls sera de loin la centrale la plus puissante du Canada et l'une des plus puissantes de monde.

Prince Edward Island

Following an 18% increase in installed generating capacity in 1971, efforts were directed towards extending the province's transmission system during 1972. A 14 mile 69 kV line was erected from O'Leary to connect with a new 2,000 kVA substation near Alberton. The province's major utility, Maritime Electric Company, has announced plans to expand P.E.I.'s generating capability by nearly 27% during 1973 by adding a 25 MW gas turbine unit at the Borden Station. The Borden Station was first commissioned in 1971 with the installation of a 15 MW gas turbine unit.

Maritime Electric is also continuing feasibility studies on a possible submarine cable interconnection with the Mainland. Tests with short sections of cable are currently underway following the successful trials of underwater blasting techniques to excavate trenches in the Northumberland Strait during 1972. A major aspect of the studies is the assessment of ice conditions which might result in cable damage.

Nova Scotia

A 100 MW oil-fired generating unit placed in service at the Tufts Cove Station (at Dartmouth) provided the only addition to Nova Scotia's installed generating capacity in 1972. With the commissioning of this second 100 MW unit, Tufts Cove became the second largest generating plant in the province; the 210 MW Trenton Steam Generating Station remains the largest. Nearly 14 MW of older thermal capacity (units installed prior to 1950) were taken out of service during the year. These reductions included the decommissioning of two 6 MW steam units at the Glace Bay Station (remaining capacity 96 MW) and the retirement of the four unit 1.92 MW King Street internal combustion plant at Yarmouth.

Future generation plans in Nova Scotia involve continuing emphasis on expanding thermal generation facilities with 150 MW steam unit additions scheduled for service at the Point Tupper Station in 1973 and at the Tufts Cove Station in 1976. In addition, several circuit miles will be added to the province's trans-

Île-du-Prince-Édouard

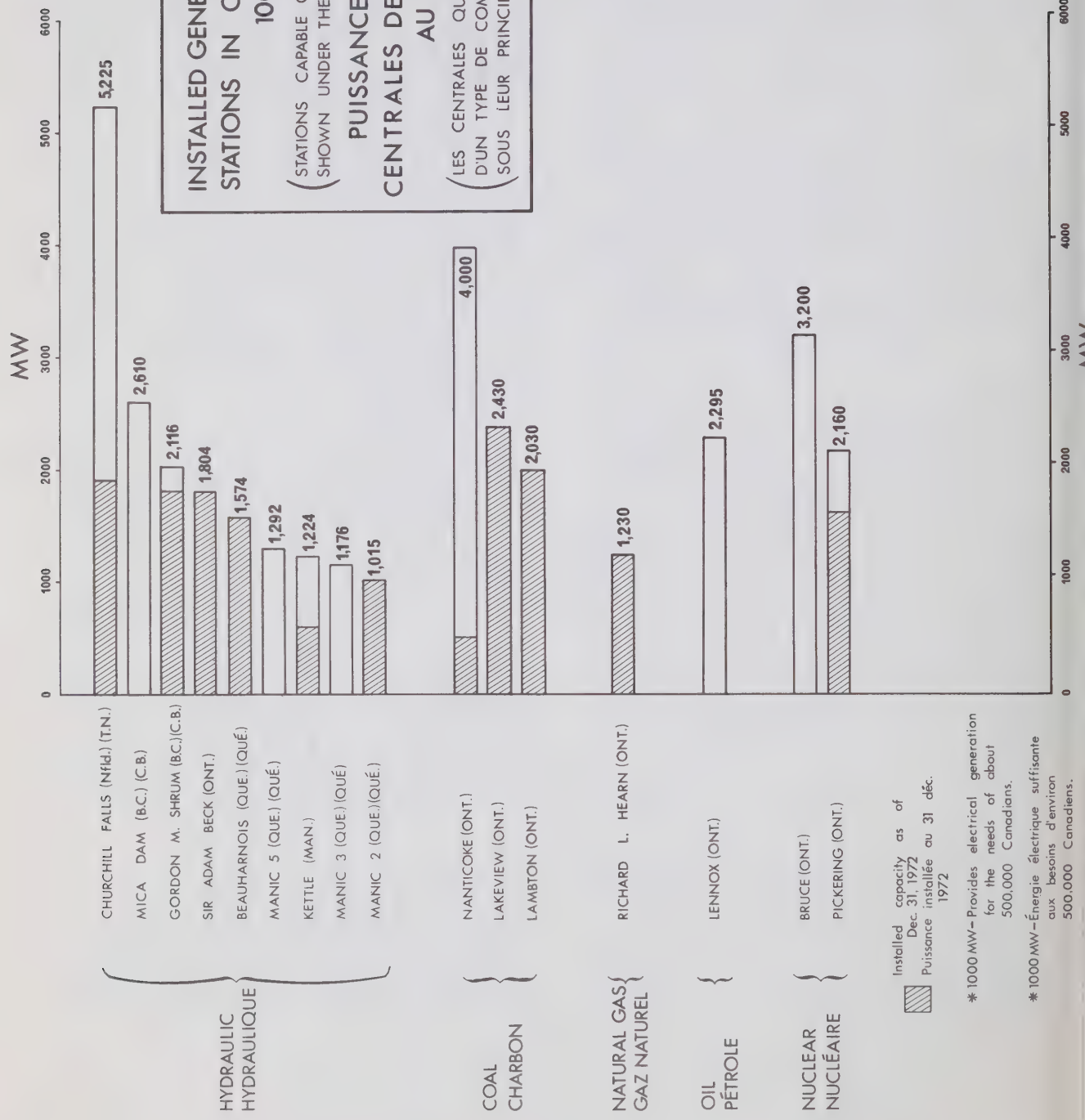
A la suite de l'augmentation de 18 % de la capacité de production installée en 1971, on s'est efforcé d'étendre le système de transport d'énergie de la province pendant 1972. Une ligne de transport d'énergie de 69 kV, longue de 14 milles, a été construite pour relier O'Leary à un nouveau poste de 2,000 kVA près d'Alberton. La principale entreprise d'électricité de la province, la Maritime Electric Company, a annoncé son intention d'augmenter la capacité de production de la province d'environ 27 % en 1973 en ajoutant un nouveau groupe à turbine à gaz d'une puissance de 25 MW à Borden. Cette dernière centrale avait été mise en service en 1971 avec l'installation d'une turbine à gaz d'une puissance de 15 MW.

La Maritime Electric Company continue d'étudier les possibilités de l'établissement d'une interconnexion par câble sous-marin avec le continent. On fait actuellement des essais avec des tronçons de câble à la suite d'essais réussis de techniques d'explosion sous-marine pour creuser des fossés dans le détroit de Northumberland en 1972. Un aspect important des études porte sur l'évaluation des dommages que la glace pourrait causer au câble.

Nouvelle-Écosse

Un groupe de 100 MW alimenté au mazout, mis en service à la centrale de Tufts Cove (à Dartmouth), constitue la seule addition à la puissance de production installée de la Nouvelle-Écosse qui ait été réalisée en 1972. Grâce à la mise en service de ce deuxième groupe de 100 MW, la centrale de Tufts Cove est devenue la deuxième en importance dans la province; la centrale de Trenton Steam, d'une puissance de 210 MW, demeure la plus puissante. Près de 14 MW de l'ancienne production thermique (groupes installés avant 1950) ont été retirés du service au cours de l'année. Ces réductions comprennent le retrait de deux groupes de production par vapeur d'eau d'une puissance de 6 MW chacun à la centrale de Glace Bay (il reste une puissance de 96 MW) ainsi que le retrait de quatre groupes de 1.92 MW à la centrale de combustion interne de King Street à Yarmouth.

Les projets concernant la production future en Nouvelle-Écosse continuent de porter sur l'expansion des centrales thermiques par l'addition des groupes de production d'énergie par vapeur d'eau de 150 MW qui doivent être mis en service à la centrale de Point Tupper en 1973 et à la centrale de Tufts



INSTALLED GENERATING CAPACITY OF STATIONS IN CANADA EXCEEDING 1000 MW *

(STATIONS CAPABLE OF MULTI-FUEL FIRING ARE SHOWN UNDER THEIR PRIMARY FUEL SOURCE)

PUISSANCE INSTALLÉE DES CENTRALES DE PLUS DE 1000 MW AU CANADA

(LES CENTRALES QUI PEUVENT UTILISER PLUS D'UN TYPE DE COMBUSTIBLES SONT INSCRITES SOUS LEUR PRINCIPALE SOURCE)

Installed capacity as of Dec 31, 1972
Puisance installée au 31 déc. 1972

* 1000 MW - Provides electrical generation for the needs of about 500,000 Canadians.

* 1000 MW - Énergie électrique suffisante aux besoins d'environ 500,000 Canadiens.

mission network over the next two years. Three major circuits are currently under construction; two lines, one 138 kV and the other 230 kV, between Port Hastings and Sydney which are scheduled for completion in 1973 and 1974 respectively, and a 230 kV line between Sackville, Nova Scotia and Milton (near Liverpool) to be completed in 1973. Both of the foregoing 230 kV lines will operate at 138 kV initially.

New Brunswick

A fourth unit (110 MW) was brought on line during 1972 at the Mactaquac Hydro-Electric Station raising the plant's installed capacity to nearly 418 MW. Located on the Saint John River, Mactaquac is New Brunswick's largest generating station accounting for more than 60% of the province's total hydro-electric generating capability. Studies to determine the optimum timing of two further 110 MW additions to the station at a later date are continuing. Under construction and planned for service over the 1975-76 period is the 945 MW oil-fired (residual or crude) Coleson Cove Generating Station near Saint John. Although original plans called for an initial installation of only 630 MW (2-315 MW units) at the station by 1976, with a third unit to be added at a later date, the decision was taken in 1972 to proceed with all three units. Unit 1 is scheduled to be on line in the fall of 1975 with units 2 and 3 to follow at approximately six month intervals. The Coleson Cove development is being built under a unit participation agreement which provides for the export of 400 MW of the station's 945 MW capacity to utilities in the United States for a ten year period; this agreement has enabled the New Brunswick Electric Power Commission to take advantage of the economies of scale associated with the larger, more efficient units.

Although New Brunswick's in-province transmission system is presently limited to 138 kV and 230 kV networks, plans for the Coleson Cove Station require construction of a transmission network capable of carrying substantially higher loads. Clearing is underway for a 345 kV line to connect Coleson Cove with the provincial grid at Keswick, a distance of approximately 72 miles. This first 345 kV line is expected to be completed in 1974 with a

Cove en 1976. De plus, plusieurs milles de circuit seront ajoutés au réseau de transport d'énergie de la province au cours des deux prochaines années. On travaille présentement à la construction de trois circuits importants; deux lignes de 138 kV et de 230 kV, entre Port Hastings et Sydney, qui doivent être terminées en 1973 et 1974 respectivement, et une ligne de 230 kV, entre Sackville (N.-É.) et Milton (près de Liverpool) qui doit être terminée en 1973. Les deux lignes de 230 kV auront une puissance de 138 kV au début.

Nouveau-Brunswick

Le quatrième groupe de 110 MW de la centrale hydraulique de Mactaquac a été mis en service en 1972, portant ainsi la puissance installée de la centrale à environ 418 MW. Située sur la rivière Saint-Jean, Mactaquac est la centrale la plus puissante au Nouveau-Brunswick étant donné qu'elle représente plus de 60 % de la production d'énergie hydraulique de la province. On poursuit les études pour déterminer le calendrier optimal de l'implantation de deux autres groupes de 110 MW qui seront ajoutés à la centrale à une date ultérieure. La centrale de Coleson Cove, près de Saint-Jean, alimentée au pétrole (résiduel ou brut) et d'une puissance de 945 MW est actuellement en construction et doit être mise en service d'ici 1976. Bien que cette centrale dût d'abord se composer de deux groupes de 315 MW (630 MW) et qu'un troisième groupe dût y être ajouté à une date ultérieure, on a pris la décision, en 1972, de construire les trois groupes. La mise en service du premier groupe est prévue pour l'automne 1975 et la mise en service du deuxième et du troisième groupe se fera à six mois d'intervalle environ. La centrale de Coleson Cove est construite en vertu d'une entente de participation qui prévoit l'exportation aux États-Unis pendant une période de dix ans; de 400 MW des 945 MW que produirait la centrale, cette entente a permis à l'Electric Power Commission du Nouveau-Brunswick de réaliser des économies d'échelle avec les groupes plus importants et plus efficaces.

Bien que le système de transport d'énergie dans la province soit actuellement limité à des réseaux de 138 kV et 230 kV, les plans pour le développement de la centrale de Coleson Cove nécessitent la construction d'un réseau de transport capable de transporter des charges beaucoup plus élevées. On achève les travaux de défrichement pour une ligne de 345 kV qui reliera Coleson Cove au réseau provincial à Keswick, ce qui représente une

second similar line to be erected as the need for additional transmission capacity from the Coleson Cove develops.

An important breakthrough in transmission technology was achieved in New Brunswick during the year with the successful commissioning of the world's largest solid-state HVDC converter terminal at Eel River. The new terminal, which employs the latest solid-state thyristor techniques, will normally be used to permit the transfer of up to 320 MW of Churchill Falls power from the Hydro-Quebec system. The terminal also provides a flexible interconnection to support supply to the Gaspé area of Quebec.

Quebec

While no significant installations of new generating capacity were made within provincial boundaries during 1972, a considerable increase in the power available to Quebec resulted from the commissioning of two 475 MW units at the Churchill Falls complex in Labrador. As of year end, the Churchill Falls Station was providing 1,900 MW of capacity, virtually all of which was being purchased by Hydro-Quebec. In addition, Atomic Energy of Canada Limited's Gentilly Nuclear Station, which was first paralleled with the Hydro-Quebec system in 1971, reached its full capacity of 266 MW in May of 1972. Owing to a serious shortage of heavy water, the Gentilly Station's supply of heavy water was removed during the fall for use at the Pickering Generating Station in Ontario, and the Gentilly Station is not expected to be back on line until early 1974.

On October 24, 1972 the Federal Government announced that it will provide loan funds to assist in the financing of a 600 MW nuclear power station, which Hydro-Quebec proposes to build at the Gentilly site on the shore of the St. Lawrence River. The loan representing up to 50% of the total capital cost is repayable, with interest, over a 25-year period from the date the plant is declared in operation. Tentatively named "Gentilly 2", the station is expected to be in full operation by early 1979.

distance de 72 milles environ. On s'attend à ce que la première ligne de 345 kV soit terminée en 1974 et qu'une deuxième ligne semblable soit construite pour répondre à une demande accrue de transport d'énergie à partir de la centrale de Coleson Cove.

Un progrès important a été réalisé sur le plan technologique avec la mise en service, à Eel River, du plus grand poste de transformation à semi-conducteurs, à haute tension et courant continu au monde. Le nouveau poste, qui applique les plus récentes techniques de thyristors, servira normalement au transfert de puissance de la centrale de Churchill Falls allant jusqu'à 320 MW, à partir du réseau de l'Hydro-Québec. Le poste fournit également une interconnexion flexible pour approvisionner la région gaspésienne de la province de Québec.

Québec

Bien qu'aucune installation importante pour la production d'énergie n'ait été faite à l'intérieur des limites de la province, la puissance disponible au Québec a augmenté considérablement grâce à la mise en service de deux groupes, d'une puissance de 475 MW, au complexe de Churchill Falls au Labrador. À la fin de l'année, la centrale de Churchill Falls avait un rendement de 1,900 MW et livrait presque toute sa production à l'Hydro-Québec. De plus, la centrale nucléaire de Gentilly, qui appartient à l'Énergie atomique du Canada Limitée et qui a été mise en parallèle avec le réseau de l'Hydro-Québec pour la première fois en 1971, a atteint son plein rendement de 266 MW en mai 1972. En raison d'une importante pénurie d'eau lourde, l'approvisionnement de la centrale de Gentilly en eau lourde a été retiré de la centrale, au cours de l'automne, pour être utilisé à la centrale de Pickering en Ontario et on ne s'attend pas à ce que la centrale de Gentilly soit remise en service avant 1974.

Le 24 octobre 1972, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il avancerait les fonds nécessaires pour aider au financement d'une centrale d'énergie nucléaire de 600 MW que l'Hydro-Québec se propose de construire à l'emplacement de la centrale de Gentilly sur la rive du fleuve Saint-Laurent. Le prêt qui représente 50 % du coût en capital est remboursable, avec intérêt, sur une période de 25 ans à partir de la date de la mise en opération de la centrale. Appelée provisoirement "Gentilly 2", on s'attend à ce que la centrale atteigne son plein rendement au début de 1979.

Although fire completely destroyed Hydro-Quebec's 270 kW internal combustion generating station, Tête-à-la-Baleine, minor modifications to other stations produced a small net increase in the province's thermal generating capacity.

Work is proceeding on three hydro-electric developments which will provide Quebec with more than 9,500 MW of new capacity by 1984. A new 36.63 MW unit at the Rapide-des-Îles Station will deliver power in 1973; the six unit Manic 3 Station on the Manicouagan River will produce 1,176 MW in 1975-76; and 8,330 MW will come from the James Bay complex. The latter development, comprising four stations to be built by the James Bay Energy Corporation on the La Grande River, will utilize the river's entire 1,245 ft. head between Fort George at the mouth and a point nearly 290 miles upstream. The stations, currently designated as LG-1 through LG-4, will have capacities and completion dates of 920 MW - 1984; 4,410 MW - 1980/82; 1,500 MW - 1982/83 and 1,500 MW - 1983, respectively.

Other projects under consideration for development before 1980 include a 1,000 MW pumped-storage station on the Jacques-Cartier River about 30 miles north of Quebec City, which would utilize 1,400 ft. of head, and a 454 MW hydro station at the Outardes 2 site which would replace Quebec North Shore Paper Company's 57 MW Chute-aux-Outardes Station.

Ontario

Ontario's installed thermal generating capacity was expanded by more than 1,160 MW, or about 15%, primarily as a result of two major installations made by Ontario Hydro. The first 500 MW coal-fired unit at the Nanticoke Generating Station (near Port Dover) produced initial power in January but, owing to a labour problem, commissioning had to be suspended for some months; tests resumed in October, but were not completed by year end.

Même si un incendie a complètement détruit la centrale de combustion interne de l'Hydro-Québec, d'une puissance de 270 kW, à Tête-à-la-Baleine, les légères modifications apportées à d'autres centrales ont entraîné une faible augmentation de la puissance de production thermique de la province.

Les travaux se poursuivent dans trois complexes hydro-électriques qui fourniront au Québec une nouvelle puissance supérieure à 9,500 MW vers 1984. Un nouveau groupe de 36.63 MW à la centrale de Rapide-des-Îles produira de l'électricité en 1973; les six groupes de la centrale de Manic 3 sur la rivière Manicouagan produira 1,176 MW en 1975-76 et le complexe de la baie James en produira 8,330. L'aménagement de la baie James qui comprend quatre centrales qui doivent être construites par la Société d'énergie de la baie James, sur la rivière La Grande, utilisera toute la hauteur de chute de 1,245 pieds de la rivière, entre Fort George à l'embouchure et un point situé à environ 290 milles en amont. Les centrales, présentement appelées LG-1, LG-2, LG-3 et LG-4 auront atteint un rendement de 920 MW en 1984, 4,410 MW entre 1980 et 1982, 1,500 MW entre 1982 et 1983 et 1,500 MW en 1983, respectivement.

D'autres projets actuellement à l'étude et qui doivent être réalisés avant 1980 comprennent une centrale à réserve pompée d'une puissance de 1,000 MW, sur la rivière Jacques-Cartier située à environ 30 milles au nord de Québec, qui utiliserait 1,400 pieds de hauteur de chute et une centrale hydraulique d'une puissance de 454 MW à l'emplacement d'Outardes 2, qui remplacerait la centrale de Chute-aux-Outardes d'une puissance de 57 MW qui appartient à la société Quebec North Shore Paper.

Ontario

La capacité de production d'énergie thermique de l'Ontario a augmenté de plus de 1,160 MW, soit environ 15 %, surtout grâce à deux installations importantes par l'Ontario Hydro. Le premier groupe de 500 MW, alimenté au charbon, installé à la centrale de Nanticoke, près de Port Dover, a commencé à produire de l'électricité en janvier; cependant, en raison de conflits de travail, sa mise en service a dû être retardée de quelques mois. Les essais ont recommencé en octobre, mais n'étaient pas terminés à la fin de l'année.

The third 540 MW unit at the Pickering Nuclear Station was successfully commissioned and placed in commercial service on June 1st following an exceptionally brief four week test period. Unfortunately, operation of the Pickering Station was interrupted for approximately four months due to the labour difficulties. An on-site facility to upgrade recaptured heavy water was completed in June.

The remaining new capacity commissioned in the province during the year included gas turbines for industrial generation and two 7.5 MW gas turbine units at Pickering by Ontario Hydro. Abitibi Paper Company's 2,620 kW Thunder Bay Steam Generating Station was retired from service in 1972.

To improve system planning, operation and security, Ontario Hydro during 1972 authorized the design and implementation of a data acquisition and computer system. Data from over one hundred transformer and generating stations will be gathered and processed by large computers at the Richview System Control Centre.

Approximately 400 circuit miles were added to the province's transmission system during the year, including a 230 kV tie-line connecting the Ontario Hydro and Manitoba Hydro grids. A second similar interconnection will be ready for service in the early part of 1973.

Increased public awareness of the environmental impact of new transmission lines has resulted in delay in both planning and construction of new transmission facilities. This problem has become particularly acute in relation to the 500 kV circuits which will be needed to transmit the energy output from the large thermal stations presently under construction in the province.

Of the more than 9,675 MW of new generating capacity committed to be brought into service in the province over the 1973-1978 period, 60% (5,850.5 MW) will be conventional thermal and 39% (3,740 MW) will be thermal nuclear. The sole hydro-electric project currently slated for development, Ontario Hydro's two-unit 87 MW Arnprior Station on the Madawaska River, is expected to become operational in 1976.

Le troisième groupe de 540 MW, à la centrale nucléaire de Pickering, a été mis en service le 1^{er} juin, après une période d'essai exceptionnellement brève (4 semaines). Malheureusement, des conflits de travail ont causé l'interruption des activités à la centrale de Pickering pendant environ quatre mois; l'installation d'un groupe de traitement de l'eau lourde récupérée a été terminée en juin.

Parmi les autres installations mises en service en Ontario au cours de l'année, notons des turbines à gaz pour la production d'électricité à des fins industrielles, et deux groupes de 7.5 MW à turbines à gaz, à Pickering, construits par l'Ontario Hydro. En 1972, on a fermé la centrale à vapeur d'eau de l'Abitibi Paper Company, installée à Thunder Bay et ayant 2,620 kW de puissance.

Afin d'améliorer la planification, l'exploitation et la sécurité des réseaux, l'Ontario Hydro a autorisé, durant l'année 1972, la conception et la mise en application d'un système de saisie des données et d'ordinateur. Ce système permettra de réunir et de traiter les données de plus de cent centrales et postes de transformation, au moyen de gros ordinateurs installés au Richview System Control Centre.

Le réseau de transport de la province compte environ 400 milles de circuit de plus depuis cette année, et notamment l'interconnexion de 230 kV reliant les réseaux de l'Ontario Hydro et de la Manitoba Hydro. Une deuxième interconnexion du même genre devrait être prête au début de 1973.

La planification et la construction de nouvelles lignes de transport d'énergie ont été retardées par la connaissance accrue du public des répercussions de ces lignes sur l'environnement. Le problème se pose avec le plus de gravité pour les circuits de 500 kV dont on aura besoin pour acheminer l'énergie produite par les grandes centrales thermiques actuellement en construction dans la province.

La capacité de production de plus de 9,675 MW prévue pour la période 1973-1978 se composera de 60 % (soit 5850.5 MW) de puissance thermique classique, et 39 % (soit 3,740 MW) de puissance thermique nucléaire. Le seul projet hydro-électrique dont l'aménagement soit actuellement prévu par l'Ontario Hydro, à savoir la centrale d'Arnprior sur la rivière Madawaska, se composera de deux groupes de 87 MW qui devraient être mis en service en 1976.

Seven additional 500 MW coal-fired units will be commissioned at the Nanticoke Generating Station between 1973 and 1977, with two units coming on line in each of the years 1973 and 1974. Construction on the 2,295 MW oil-fired (residual or crude) Lennox Station, located west of Kingston, is proceeding more rapidly than originally anticipated and power is now expected to be available from the first unit in 1974, a year ahead of schedule. A second unit will see service in 1975 and the final two in 1976. Work on Ontario's fourth and largest nuclear power plant, the 4 unit 3,200 MW Bruce Nuclear Station, is progressing towards 1978 completion as planned, with first power scheduled for 1975. The A.E.C.L. owned and operated heavy water, production facility at the Bruce site commenced operation late in the year and should be in full operation in 1973.

Faced with what is anticipated to be a rapidly escalating load after 1978, Ontario Hydro has recommended to the Provincial Government a comprehensive thermal-intensive generation program to meet the province's requirements to the mid-1980's, with heavy emphasis on expanding nuclear facilities. This program comprises: (i) a 4 unit 2,000 MW oil-fired thermal station at Wesleyville (1979-80); a second 2,000 MW CANDU nuclear station at the Pickering site (1980-82); a second 3,000 MW CANDU nuclear station at the Bruce site (1981-83), and possibly a 3,000 MW CANDU nuclear station at Bowmanville, to produce first power as early as 1982. To ensure an adequate supply of heavy water for the proposed additional nuclear generation, Ontario Hydro intends to construct a second 800-ton per year heavy water plant at Bruce for service by 1978 in addition to continuing efforts to encourage construction of heavy water plants elsewhere in Canada.

Future load growth in the western portion of the province will likely be met by purchases of firm power from Manitoba and Saskatchewan or alternatively, by the addition of thermal capacity, in units ranging from 100 MW to 150 MW, at the existing fossil-fueled Thunder Bay Station. Western System load requirements will require construction of a new thermal generating station to come in service around 1980. Consideration is presently being given to the acquisition of a site for this new facility.

Entre 1973 et 1977, on mettra en service à la centrale de Nanticoke, sept autres groupes de 500 MW, alimentés au charbon, dont deux commenceront à fonctionner en 1973 et 1974. La construction de la centrale Lennox de 2,295 MW, alimentée au pétrole (résiduel ou brut) et située à l'ouest de Kingston, avance plus rapidement que prévu; le premier groupe devrait commencer à fonctionner dès 1974, soit un an d'avance. Le deuxième groupe sera mis en service en 1975, et les deux autres en 1976. La construction de la quatrième et principale centrale nucléaire de l'Ontario, la centrale Bruce de 3,200 MW, composée de quatre groupes, se poursuit comme prévu et doit être achevée en 1978; elle devrait commencer à produire de l'énergie dès 1975. La mise en service de l'usine d'eau lourde de Bruce, propriété de l'Energie Atomique du Canada Ltée, qui en assure l'exploitation, a commencé vers la fin de l'année et les installations devraient fonctionner à plein en 1973.

Devant la menace d'une augmentation extrêmement rapide de la demande après 1978, l'Ontario Hydro a recommandé au gouvernement provincial d'établir un programme intensif de développement de l'énergie thermique, afin de répondre aux besoins de la province jusqu'au milieu des années 1980, en se concentrant surtout sur les installations nucléaires. Ce programme prévoit: (i) une centrale thermique de 4 groupes, de 2,000 MW, alimentée au pétrole à Wesleyville (1979-1980); une deuxième centrale nucléaire CANDU (Canadian Deuterium Uranium) de 2,000 MW à Pickering (1980-82); une deuxième centrale nucléaire CANDU de 3,000 MW, à Bruce (1981 à 1983), et, probablement, une centrale nucléaire CANDU de 3,000 MW, à Bowmanville, dont la production doit commencer dès 1982. Afin d'assurer une quantité suffisante d'eau lourde pour cette nouvelle énergie nucléaire prévue, l'Ontario Hydro voudrait construire, à Bruce, une deuxième usine d'eau lourde (ayant une production annuelle de 800 tonnes), dont la mise en service se ferait en 1978, tout en favorisant la construction d'usines du même genre dans le reste du pays.

On répondra probablement à l'accroissement de la demande dans l'ouest de la province, par des achats de puissance garantie au Manitoba et à la Saskatchewan ou encore, en augmentant la puissance thermique de la centrale de Thunder Bay alimentée aux combustibles fossiles, grâce à l'addition de groupes allant de 100 MW à 150 MW. La charge du Western System exigera la construction d'une nouvelle centrale thermique dont la mise en service devrait avoir lieu aux environs de 1980. On envisage actuellement l'achat d'un terrain pour cette installation.

Manitoba

The preponderance of hydro-electric generation which has dominated Manitoba's electrical expansion program over the past few years continued in 1972. Construction of the Kettle Generating Station on the Nelson River reached the halfway point with the installation of the fifth and sixth 102 MW units. Units seven through twelve are scheduled for service over the next three years; two in 1973, three in 1974 and the last unit in 1975. Development of another Nelson River site, the Kelsey Station, was completed during the year with the installation of the seventh and final 33.75 MW unit.

Net additions to Manitoba's thermal electric system were minor. Approximately 2,100 kW of new internal combustion capacity were installed and 1,000 kW salvaged in various communities throughout the northern portion of the province. The commissioned and decommissioned diesel-electric units ranged in size from 20 kW to 350 kW.

The provinces of Ontario and Saskatchewan purchased sizeable blocks of power from Manitoba Hydro during 1972, including 50 MW to Ontario Hydro and 100 MW to Saskatchewan Power Corporation, under contracts commencing April 1st and November 1st, respectively.

With the exception of a 2.5 MW diesel unit to go in service at Manitoba Hydro's Fort Churchill Thermal Station in 1973, the remaining committed generation plans call exclusively for development of the province's hydro-electric base. In addition to the six remaining units to be commissioned at Kettle, 168 MW will be produced from six units to be installed in a power house incorporated in the Jenpeg control structure located at the outflow of the West Channel of the Nelson River into Cross Lake to regulate and control the levels of Lake Winnipeg. The Jenpeg power station is expected to commence service in 1976 (3 units) and be completed the following year.

Manitoba Hydro announced its intention during the year to construct a third major hydro-electric development on the Nelson River, viz. a 10 unit, 980 MW Long Spruce Generating Station, located about 14 miles downstream from Kettle Rapids. Full scale work on the project is scheduled to start in the fall of 1973 and

Manitoba

La prépondérance de l'énergie hydro-électrique dans le programme de développement électrique du Manitoba durant les quelques dernières années caractérise également l'année 1972. La construction de la centrale de Kettle sur la rivière Nelson en est à la moitié, avec l'installation des cinquième et sixième groupes de 102 MW. Les groupes sept à douze devraient être mis en service dans les trois prochaines années, à raison de deux en 1973, trois en 1974 et le dernier en 1975. Une autre centrale, sur la rivière Nelson, la centrale Kelsey, a été achevée cette année, avec l'installation du septième et dernier groupe de 33.75 MW.

Peu d'additions ont été apportées au réseau d'électricité d'origine thermique du Manitoba. On a haussé d'environ 2,100 kW la puissance dont la source est les moteurs à combustion interne, et on a de plus récupéré 1,000 kW de puissance dans diverses agglomérations du nord du Manitoba. Les groupes alimentés par diesel, en service et hors-service, ont une puissance variant entre 20 kW et 350 kW.

L'Ontario et la Saskatchewan ont acheté à la Manitoba Hydro, en 1972, de grandes quantités d'énergie, notamment 50 MW à l'Ontario Hydro et 100 MW à la Saskatchewan Power Corporation, en vertu de contrats commençant respectivement le 1^{er} avril et le 1^{er} novembre.

À l'exception d'un groupe diesel de 2.5 MW qui doit être mis en service à la centrale thermique de Fort Churchill aménagée par la Manitoba Hydro, les autres programmes de mise en service se concentrent uniquement sur la mise en valeur des ressources hydro-électriques de la province. Outre les six autres groupes devant être mis en service à Kettle, 168 MW d'énergie seront produits par six groupes installés dans une centrale incorporée au bâtiment de contrôle de Jenpeg, au confluent du bras ouest de la rivière Nelson et du lac Cross, afin de régulariser et de contrôler les niveaux du lac Winnipeg. La centrale de Jenpeg doit commencer à fonctionner en 1976 (3 groupes), et être complètement terminée l'année suivante.

La Manitoba Hydro a annoncé son intention de construire une troisième centrale hydro-électrique importante (10 groupes et 980 MW) sur la rivière Nelson, à Long Spruce, à environ 14 milles en aval de Kettle Rapids. Le gros des travaux doit commencer durant l'automne 1973, la production d'électricité

first power should be available around 1977. Development of the foregoing site was made attractive by the Provincial Government's decision to grant Manitoba Hydro a licence to divert a portion of the Churchill River flow (up to 30,000 cfs) from Southern Indian Lake through the Rat and Burntwood Rivers system into the Nelson River. Besides increasing the production capabilities of the Lower Nelson, four potential power sites will also be available on the diversion channel.

Manitoba is presently re-examining the possibility of developing the massive potential of the Nelson River beyond the province's immediate needs to permit the export of large blocks of power to neighbouring Canadian and United States utilities. A special task force is studying the feasibility of accelerating the current development program and increasing transmission interconnections, and assessing the benefits that would accrue to Manitoba.

One of the longest and highest voltage transmission lines ever constructed in North America was placed in commercial operation in Manitoba during 1972. By year end, the 555 mile 900 kV HVDC circuit between Radisson (near Kettle) and Dorsey (near Winnipeg), was transmitting the energy output of five of Kettle's 102 MW units. Both the line and terminal equipment, which were built by Atomic Energy of Canada Limited, are being purchased by Manitoba Hydro on a "pay-as-you-use" basis over a 50-year period. Considerable circuit mileage was also added to both the province's transmission and subtransmission systems during the year, including additions to the 66 kV, 138 kV and 230 kV networks.

Saskatchewan

A 100 MW thermal unit which was originally scheduled to be commissioned at Saskatchewan Power Corporation's Queen Elizabeth Station in 1971, was brought on line during 1972. With an overall capacity of 241 MW, this is the second largest thermal station in the province. Additional capacity was also made available to Saskatchewan consumers late in the year through purchase of 100 MW of firm power from Manitoba Hydro, under a one year contract commencing November 1st.

commençant, elle, aux environs de 1977. Afin d'inciter la Manitoba Hydro à entreprendre cette construction, le gouvernement de cette province lui a accordé l'autorisation de dériver une partie des eaux du fleuve Churchill (jusqu'à 30,000 pi³/s) dans la rivière Nelson, du lac Sud des Indiens, en passant par le complexe des fleuves Rat et Burntwood. Cette dérivation permettra non seulement d'augmenter l'énergie disponible sur la Nelson inférieure, mais également d'aménager quatre emplacements de centrales sur le canal de diversion des eaux.

Le Manitoba réétudie actuellement la possibilité de mettre en valeur le gigantesque potentiel de la rivière Nelson, et, au lieu de se contenter de répondre aux besoins immédiats de la province, de permettre l'acheminement de grandes quantités d'énergie à des services voisins au Canada et aux États-Unis. Un comité spécial d'étude détermine s'il est possible d'accélérer le programme actuel de développement et d'augmenter les interconnexions en vue du transport d'énergie, et il évalue par ailleurs les profits que le Manitoba pourrait tirer de cette opération.

L'une des lignes de transport les plus longues et sous la plus haute tension jamais construites en Amérique du Nord a été mise en service au Manitoba en 1972. A la fin de l'année, le circuit de courant continu à haute tension (CCHT) de 900 kV et de 555 milles de long reliant Radisson (près de Kettle) et Dorsey (près de Winnipeg), transmettait l'électricité produite par cinq des groupes de 102 MW de la centrale Kettle. Les lignes et les postes d'arrivée, construits par l'Énergie Atomique du Canada Limitée, seront rachetés par la Manitoba Hydro, moyennant des paiements échelonnés sur une période de 50 ans et établis en fonction de l'utilisation. Les réseaux de transport et de distribution de la province ont beaucoup augmenté durant cette année; on a notamment développé les réseaux de 66 kV, 138 kV et 230 kV.

Saskatchewan

La mise en service d'un groupe thermique de 100 MW de la centrale Queen Elizabeth de la Saskatchewan Power Corporation, originellement prévue pour 1971, n'a en fait eu lieu que l'année suivante. Cette centrale, dont la puissance totale est de 241 MW, se place au deuxième rang des grosses centrales thermiques de la province. Ultérieurement, les consommateurs d'électricité de la province ont pu disposer d'une quantité plus importante d'électricité grâce à l'achat de 100 MW de puissance garantie à la Manitoba Hydro, en vertu d'un contrat d'un an, à partir du 1^{er} novembre.

Plans for future generation continue to focus on expanding thermal facilities. Two coal-fired units, one 150 MW and the other 300 MW, will be added to the 432 MW Boundary Dam Station (near Estevan) in 1973 and 1977, respectively, and a new 100 MW gas turbine station will be constructed at Landis, about 75 miles northwest of Saskatoon. The two 50 MW units at Landis are scheduled to commence operation in 1975 and 1976.

Following the erection of a 40 mile, 230 kV transmission line between Yorkton and the Manitoba border, the Saskatchewan Power Corporation, in September of 1972, commissioned its second interconnection with Manitoba Hydro. This new intertie will permit the exchange of power in blocks of up to 300 MW.

Alberta

A modest increase in Alberta's installed generating capacity was realized during 1972 as a result of the commissioning of Calgary Power's 120 MW Bighorn Station on the North Saskatchewan River. Situated some eighty miles upstream of Rocky Mountain House, the Bighorn Storage and Power Development was built under a joint Calgary Power - Province of Alberta water management agreement. Completion of this station constitutes at least a temporary closure of the province's hydro-electric expansion program.

A 2.5 MW addition to the Alberta Department of public Works' Edmonton Hospital Plant and the installation of a number of minor internal combustion units ranging in size from 10 kW to 250 kW at various centres by Alberta Power Ltd., provided the only thermal electric increases during the year.

Alberta's transmission system was extended appreciably during 1972 with more than 400 circuit miles being added to the 69 kV, 72 kV, 138 kV, 144 kV and 240 kV networks. A 240 kV interconnection with the B.C. Hydro system in the Crowsnest area is scheduled for completion in 1973.

Les projets de production d'électricité continuent d'être axés sur le développement des centrales thermiques. Deux groupes alimentés au charbon, l'un de 150 MW et l'autre de 300 MW, viendront s'ajouter à la centrale Boundary Dam de 432 MW, située près de Estevan, en 1973 et 1977 respectivement; on construira par ailleurs une nouvelle centrale à turbines à gaz de 100 MW à Landis, à environ 75 milles au nord-ouest de Saskatoon. Les deux groupes de 50 MW de Landis doivent être mis en service en 1975 et 1976.

A la suite de la construction d'une ligne de transport de 40 milles et de 230 kV entre Yorkton et la frontière du Manitoba, la Saskatchewan Power Corporation a mis en service, en septembre 1972, sa deuxième interconnexion avec la Manitoba Hydro. Cette nouvelle connexion permettra des échanges d'électricité en quantités ne dépassant pas 300 MW.

Alberta

La puissance installée de l'Alberta a légèrement augmenté en 1972, grâce à la mise en service de la centrale de Bighorn, de 120 MW, située sur la Saskatchewan Nord et appartenant à la Calgary Power Corporation. A quelques quatre-vingt milles en amont de Rocky Mountain House, le Bighorn Storage and Power Development a été construit dans le cadre d'une entente sur la gestion des ressources en eau conclue entre la Calgary Power et la province de l'Alberta. La construction de cette centrale impose pour le moins un temps d'arrêt au programme de développement hydro-électrique de l'Alberta.

La seule augmentation de l'électricité d'origine thermique au cours de l'année provient de l'addition de 2.5 MW à l'usine de l'hôpital d'Edmonton, appartenant au ministère des Travaux publics de cette province, ainsi que de l'installation par l'Alberta Power Limited d'un certain nombre de groupes secondaires à combustion interne, d'une puissance de 10 kW à 250 kW, dans divers centres.

Le réseau de transport de l'Alberta s'est agrandi de manière appréciable pendant l'année, grâce à l'addition de plus de 400 milles de circuit aux réseaux de 69 kV, 72 kV, 138 kV, 144 kV et 240 kV. Une interconnexion de 240 kV avec le réseau de la British Columbia Hydro doit être terminée en 1973.

Expansion of electrical generating facilities over the next few years will be directed exclusively towards developing Alberta's thermal electric base. Construction of Alberta Power's 150 MW coal-fired H.R. Milner Steam Station was essentially complete at year end with commissioning set for 1973. The utility will further complement its system in 1975 with a fourth coal-fired unit (150 MW) at the Battle River Station which will increase the capacity of this station to 366 MW.

Edmonton Power, the largest municipally-owned utility in Canada, plans to quadruple the capability of its Clover Bar Station by installing three additional 165 MW gas-fired units at its Clover Bar Station, for service in 1973, 1976 and 1978.

The addition of a second 286 MW unit in 1973, and two 375 MW units in 1975 and 1976, will increase the capacity of Calgary Power's Sundance Plant (on Lake Wabamun) to 1,322 MW, making this station by far the largest in the province.

Alberta's recently instituted Electric Utility Planning Council, comprising Alberta Power Ltd., Calgary Power Ltd. and the municipal power utilities of all major utilities Calgary, Edmonton, Lethbridge, Medicine Hat and Red Deer and the Co-operative Activities Branch of the Alberta Department of Agriculture, has a number of sites under investigation to provide additional thermal power after 1978; possible developments include a coal-fired plant (500 - 700 MW) at Sheerness, south of Hanna, further coal-fired capacity (1,000 - 1,125 MW) at or in the vicinity of the Battle River Station, a 1,500 - 2,000 MW coal- or gas-fired plant east of Calgary, and a similar station in the Edmonton area.

British Columbia

British Columbia's hydro-electric facilities were expanded substantially during the year with more than 500 MW of new generating capacity, or approximately 26% of the country's total 1972 hydro additions, placed in service. Installation of units seven and eight (227 MW each) at the Gordon M. Shrum Station on the Peace River and redevelopment of the Whatshan

Le développement des centrales électriques au cours des quelques prochaines années portera surtout sur les groupes électriques de l'Alberta. La construction de la centrale à vapeur H.R. Milner, de 150 MW, alimentée au charbon et installée par l'Alberta Power, était presque terminée à la fin de l'année; sa mise en service est prévue pour 1973. En 1975, un quatrième groupe alimenté au charbon (150 MW), à la centrale de Battle River, viendra s'ajouter à ce service, ce qui fera passer la puissance de la centrale à 366 MW.

L'Edmonton Power, plus important service canadien d'utilité publique appartenant à une municipalité, veut quadrupler la capacité de sa centrale de Clover Bar, en lui ajoutant trois autres groupes de 165 MW, alimentés au gaz, dont la mise en service est prévue respectivement pour 1973, 1976 et 1978.

L'installation d'un deuxième groupe de 286 MW en 1973 et de deux groupes de 375 MW en 1975 et 1976 permettra d'augmenter la puissance de l'usine de la Calgary Power, située à Sundance, sur le lac Wabamun. Cette puissance passera à 1,322 MW et mettra la centrale au premier rang de la province.

L'Electric Utility Planning Council de l'Alberta, récemment créé, qui regroupe l'Alberta Power Ltd., la Calgary Power Ltd. et les différents services municipaux d'utilité publique de Calgary, d'Edmonton, de Lethbridge, de Medicine Hat, de Red Deer, ainsi que la Co-operative Activities Branch du ministère de l'Agriculture de l'Alberta, étudie actuellement un certain nombre d'emplacements, en vue d'augmenter la capacité thermique après 1978; les emplacements étudiés comprennent notamment une centrale alimentée au charbon (500 à 750 MW) à Sheerness, au sud de Hanna, une autre centrale alimentée au charbon (1,000 à 1,125 MW) à la centrale de Battle River ou à proximité, une centrale de 1,500 à 2,000 MW, alimentée au charbon ou au gaz, à l'est de Calgary, et une centrale du même genre dans la région d'Edmonton.

Colombie-Britannique

Les installations hydro-électriques de la Colombie-Britannique, ont augmenté au cours de l'année de 500 MW de plus, ce qui correspond à environ 26 % de toutes les additions mises en service au Canada en 1972. L'augmentation est due à l'installation des groupes sept et huit (227 MW chacun), à la centrale Gordon M. Shrum sur la rivière

Station on the Whatshan River accounted for the increase. The modern 50 MW Whatshan Station, relocated on the shore of the reservoir created by the Hugh Keenleyside Dam near Castlegar, replaces three 11.25 MW units removed from service in 1968.

A number of minor increases made to the province's thermal electric system during 1972 coupled with the retirement of Tahsis Company Limited's 8 MW steam plant and closing down of Crown Zellerbach of Canada Limited's 14 MW Ocean Falls Station, produced a 1.4% reduction in B.C.'s total thermal generating capability.

From 1973 to 1977, the province's total installed capacity is expected to be increased by 2,788 MW, of which 2,540 MW or 91% will be hydro-electric. Firmly committed hydro additions include, a ninth unit (300 MW) at the Gordon M. Shrum Station in 1974, the 500 MW Kootenay Canal project on the Kootenay River (1975-1976) and 1,740 MW Mica Dam on the Columbia River (1976-1977). Provision has been made for a tenth unit of 300 MW at the Shrum Station and two additional 435 MW units at Mica as required, which will increase the plants' ultimate capacities to 2,416 MW and 2,610 MW, respectively. A 150 MW unit addition to the 750 MW Burrard Station (near Vancouver) is scheduled for service in 1974. Power supply to the north coast of the province and northern Vancouver Island will be reinforced by the commissioning of two new gas turbine stations, viz., a two-unit (28.6 MW each) plant at Prince Rupert in 1973-74 and a single 40.5 MW unit near Quatsino in the Port Hardy area on the Island in 1973; additional capacity may be installed at the Quatsino Station in future years.

Efforts continued during 1972 on expanding and reinforcing British Columbia's transmission network. Additional power was made available to the communities of Hazelton in the Bulkley Valley and Tahsis on the west coast of Vancouver Island through the construction of two new 138 kV lines, while increased security and reliability was afforded to the East Kootenay Region with the completion of a 230 kV line between Cranbrook and Natal in the Crowsnest area. A number of local transmission lines to be completed in 1973 will improve service in the Peace River, East Kootenay and Vancouver areas.

de la Paix, et au redéveloppement de la centrale de Whatshan sur la rivière Whatshan. Cette centrale moderne, de 50 MW, réaménagée au bord du réservoir créé par le barrage Hugh Keenleyside, près de Castlegar, remplace trois groupes de 11.25 MW mis hors service en 1968.

En raison d'un certain nombre d'augmentations mineures au réseau thermique de la province, en 1972, ainsi que du retrait de l'usine à vapeur d'eau de 8 MW de la Tahsis Company Limited et de la fermeture de la centrale de 14 MW d'Ocean Falls, de la compagnie Crown Zellerbach of Canada Limited, la puissance thermique totale de la province a diminué de quelque 1.4 %.

De 1973 à 1977, la puissance installée totale de la province devrait augmenter de 2,788 MW, dont 2,540 MW, soit 91 %, dans le secteur hydro-électrique. Les nouveaux aménagements sûrs comprennent un neuvième groupe (300 MW) à la centrale Gordon M. Shrum en 1974, le projet du canal de Kootenay (500 MW) sur la rivière Kootenay (en 1975-1976) et le barrage Mica de 1,740 MW sur le Columbia (1976-1977). On a prévu un dixième groupe de 300 MW à la centrale Shrum et deux autres groupes de 435 MW à la centrale Mica, s'il y a lieu, ce qui fera passer la puissance définitive des usines mentionnées à 2,416 MW et 2,610 MW respectivement. Un groupe de 150 MW installé à la centrale de Burrard de 750 MW (près de Vancouver) doit entrer en service en 1974. L'électricité fournie à la côte Nord de la province et aux régions du nord de l'Île de Vancouver sera augmentée par l'addition de deux centrales à turbines à gaz, c'est-à-dire une usine à deux groupes (28.6 MW chacun) à Prince-Rupert en 1973-1974 et un seul groupe de 40.5 MW près de Quatsino dans la région de Port Hardy, sur l'île de Vancouver, en 1973. En outre, on augmentera peut-être la puissance de la centrale de Quatsino dans les prochaines années.

Les efforts de développement et d'amélioration du réseau de transport de la Colombie-Britannique se sont poursuivies en 1972. Ils ont permis de fournir davantage d'électricité aux agglomérations de Hazelton dans la vallée de la Bulkley, et de Tahsis sur la côte ouest de l'île de Vancouver, par la construction de deux lignes de 138 kV; on a par ailleurs augmenté la sécurité et la fiabilité des réseaux de la région de Kootenay en achevant l'installation d'une ligne de 230 kV entre Cranbrook et Natal dans la région de Crowsnest. Un certain nombre de lignes de transport locales dont la mise en service est prévue pour 1973, devraient améliorer le service dans les régions de la rivière de la Paix, de East Kootenay et de Vancouver.

Work continued on two 500 kV lines from Mica Dam to the lower mainland for service in 1976 and 1977, a second 500 kV intertie with the Bonneville Power Administration system in the United States and a 230 kV connection between the East Kootenay facilities and the Calgary Power system in Alberta are to be commissioned in 1973. These additional interties with the United States and Alberta will increase the security of the overall provincial grid by providing additional capacity for exchanges of power with neighbouring utilities.

Yukon

Although no additions were made to the generating facilities in the Yukon in 1972, the Northern Canada Power Commission's plans were well advanced for construction of 30 MW hydro station on the Aishihik River, some miles west of Whitehorse, which will increase the territory's total generating capacity by 50%. At year end licensing of this project by the newly constituted Yukon Territory Water Board was pending, with construction scheduled to commence in 1973 for 1974 completion.

Northwest Territories

Expansion work in the Northwest Territories concentrated exclusively on thermal electric generation during 1972. The Northern Canada Power Commission (N.C.P.C.) was responsible for the majority of new additions, installing an aggregate of 7,000 kW of new diesel-electric capacity, with units ranging in size from 100 kW to 1,000 kW, in 20 separate communities. The only other addition of consequence was the commissioning of two 1,200 kW units at Northland Utilities' Hay River Station; an older 350 kW unit was also taken out of service at Hay River, leaving the plant with an overall capacity of 5,900 kW.

N.C.P.C.'s role as the major utility in the territory was enhanced in 1972 when it assumed responsibility for electrical generation and distribution in 14 communities formerly serviced by the N.W.T. Government.

Les travaux sur les deux lignes de 500 kV reliant le barrage de Mica aux régions situées au sud de la province se poursuivent; la mise en service de ces lignes est prévue pour 1976 et 1977. Les travaux continuent également, afin de permettre la mise en service en 1973 d'une deuxième interconnexion de 500 kV avec le réseau de la Bonneville Power Administration aux États-Unis, ainsi que d'une interconnexion de 230 kV entre le réseau d'East Kootenay et le réseau de la Calgary Power. Ces interconnexions supplémentaires avec les États-Unis et l'Alberta augmenteront la sécurité de l'ensemble du réseau provincial, autant que la capacité d'échange de courant avec les services publics des régions avoisinantes.

Yukon

Bien qu'aucune installation hydro-électrique n'ait été construite en 1972 au Yukon, les plans conçus par la Commission d'énergie du Nord canadien en vue de la construction d'une centrale de 30 MW sur la rivière Aishihik, quelques milles à l'ouest de Whitehorse, devant augmenter la puissance totale de ce territoire de 50 %, sont bien avancés. A la fin de l'année, on attendait l'autorisation du projet par le nouveau Yukon Territory Water Board; les travaux doivent commencer en 1973, et la mise en service aurait lieu en 1974.

Territoires du Nord-Ouest

Les travaux de développement dans les Territoires du Nord-Ouest ont porté exclusivement, en 1972, sur l'électricité d'origine thermique. La Commission d'énergie du Nord canadien (C.E.N.C.) a effectué la plus grande partie des travaux; ainsi, elle a ajouté un total de 7,000 kW de puissance installée, fournie par des groupes diesel de 100 kW à 1,000 kW, dans 20 localités différentes. La seule autre addition importante a été celle de deux groupes de 1,200 kW à la centrale de Hay River, exploitée par la Northland Utilities; on a en outre mis hors service, au même endroit, un groupe de 350 kW plus ancien, ce qui laisse à l'usine la capacité totale de 5,900 kW.

Le rôle de la C.E.N.C. en tant que principal service de ce territoire a pris de l'importance en 1972 lorsque la Commission a accepté la responsabilité de la production et de la distribution d'électricité dans 14 localités qui dépendaient auparavant du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

A noteworthy project completed by the N.C.P.C. during the year was a 69 kV, 3 phase, 80 mile wood pole transmission line constructed to supply the settlement of Tuktoyaktuk from the major thermal generating station at Inuvik, believed to be the first line of its type ever built north of the Arctic Circle in the Western World. Economic and feasibility studies are being conducted in respect to a 40 mile transmission line between Inuvik and Aklavik.

Un projet intéressant de la C.E.N.C. a été terminé pendant l'année: il s'agit de la construction d'une ligne de transport triphasée de 69 kV, à poteaux de bois et couvrant une distance de 80 milles, destinée à approvisionner l'agglomération de Tuktoyaktuk à partir de la grande centrale d'Inuvik. Cette ligne serait, croit-on, la première du genre jamais construite au nord du cercle arctique, dans le monde occidental. On effectue actuellement des études économiques et des études de praticabilité en vue de la construction d'une ligne de transport d'énergie de 40 milles entre Inuvik et Aklavik.

tabular summary

tableau sommaire

TABULAR SUMMARY

The following portion of this publication presents a detailed summary of the major 1972 and proposed capacity installations in Canada by province, including additions to the year 1984. Only proposed generating facilities firmly committed for service as of year end 1972 are included. In cases where an addition is being made to an existing plant, a complete listing of all units (existing and proposed) is given.

Discrepancies between the data contained in this section and the information appearing in the text can be accounted for by the fact that this section is prepared with the aid of a computer, which enables changes to be incorporated at the last moment. The text, on the other hand, must be finalized well in advance of publishing; hence, late changes cannot be introduced as readily.

Any additional differences between the figures appearing in the two sections are due to rounding in the text.

TABLEAU SOMMAIRE

La partie suivante de cette publication présente un sommaire détaillé par province des centrales canadiennes en service et projetées en 1972; sont également incluses les additions prévues jusqu'à 1984. Seules les installations de production d'électricité dont la mise en service à la fin de 1972 est assurée par un engagement ferme sont comprises. Dans les cas où une installation est ajoutée à une centrale existante, une liste complète de tous les groupes (existants et projetés) est donnée.

Les contradictions entre les données contenues dans cette partie et les renseignements qui paraissent dans le texte sont imputables au fait que la présente partie est préparée à l'aide d'un ordinateur qui permet l'incorporation de changements à la dernière minute. Par contre, la rédaction finale du texte doit être prête bien avant l'étape de l'impression; ce qui rend difficile d'apporter les modifications tardives.

Toutes les autres différences entre les chiffres qui paraissent dans les deux parties sont dues à des arrondis des chiffres du texte.

LEGEND / LEGENDE

STATUS - ÉTAT

INSTALLED -I- INSTALLÉE
PROPOSED -P- PROPOSÉE

TYPE

HYDRO -H- HYDRO-ÉLECTRIQUE
STEAM -S- VAPEUR
NUCLEAR -N- NUCLÉAIRE
INTERNAL COMBUSTION -IC- COMBUSTION INTERNE
GAS TURBINE -GT- TURBINE À GAZ

FUELS-COMBUSTIBLES

CRUDE OIL -A- PÉTROLE BRUT
COAL -C- CHARBON
DIESEL OIL -D- CARBURANT DIESEL
NATURAL GAS -G- GAZ NATUREL
OIL -O- MAZOUT
RESIDUAL OIL -R- PRODUITS RÉSIDUAIRES DU PÉTROLE
URANIUM -V- URANIUM

ELECTRIC EQUIPMENT MANUFACTURERS - FABRICATEURS D'ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE

AA - ASEA	GM - GENERAL MOTORS
AE - ASSOCIATED ELECTRICAL INDUSTRIES	HC - HOUCHIN
AL - AMERICAN LOCOMOTIVE	HI - HITACHI
AX - ASSOCIATED ELECTRICAL INDUSTRIES & CANADIAN GENERAL ELECTRIC	HP - HOWDEN PARSONS
BB - BROWN - BOVERI	HS - HAWKER - SIDDELEY
BF - BABCOCK - WILCOX & GOLDIE MCCULLOCH	IE - IDEAL ELECTRIC
BR - BRUSH ELECTRIC	JB - JOHN BROWN ENGINEERING
BW - BABCOCK - WILCOX	KA - KATO ENGINEERING
CB - COOPER BESSEMER	MA - MARATHON
CE - COMBUSTION ENGINEERING	MG - MITSU
CG - CANADIAN GENERAL ELECTRIC	MH - MARINE INDUSTRIES
CK - CURTIS - WRIGHT	MS - MITSUBISHI
CL - C. ITOH	MW - MONTREAL LOCOMOTIVE WORKS
CT - CATERPILLAR	OE - OERLIKON
CW - CANADIAN WESTINGHOUSE	OR - ORENDA
DE - DOMINION ENGINEERING WORKS	PC - C.A. PARSON
DZ - DEUTZ	PX - DAVID PAXMAN
EE - ENGLISH ELECTRIC	SG - SWEDISH GENERAL ELECTRIC
EP - ENERGOEXPORT	SR - SWEDISH GENERAL ELECTRIC - STAHL - LAVAL
EW - ESCHER WYSS	SS - SIEMENS - SCHUCKERT
FM - FAIRBANKS MORSE	TA - TAMPER
FU - FUJI ELECTRIC	TO - TOSHIBA
FW - FOSTER WHEELER	UA - UNITED AIRCRAFT
GE - GENERAL ELECTRIC	WA - WAUKESHA MOTORS
	WY - WESTINGHOUSE

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ETAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIERE		FUEL	COMBUSTIBLE	P M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT)	PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GENERATRICE	H P (K)	MW
					MANF FABRICANT	PRESS (PSIG)								
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE									

NEWFOUNDLAND

- HYDRO/HYDRAULIQUE

NEWFOUNDLAND
CHURCHILL FALLS LABR
CHURCHILL FALLS
CHURCHILL R

53 30 64 00

1971	I	H	DE	1060	CG	648	475.00
1971	I	H	MH	1060	MH	648	475.00
1972	I	H	DE	1060	CG	648	475.00
1972	I	H	MH	1060	MH	648	475.00
1973	P	H	DE	1060	CG	648	475.00
1973	P	H	MH	1060	MH	648	475.00
1973	P	H	DE	1060	CG	648	475.00
1974	P	H	MH	1060	MH	648	475.00
1974	P	H	DE	1060	CG	648	475.00
1974	P	H	MH	1060	MH	648	475.00
1975	P	H	MH	1060	MH	648	475.00

TOTAL (END/FIN 1971)	950.00
ADDITIONS (1972)	950.00
TOTAL (END/FIN 1972)	1900.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	3325.00
TOTAL	5225.00

NFLD. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	1925.00
ADDITIONS (1972)	950.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	950.00
TOTAL (END/FIN 1972)	2875.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	3325.00
TOTAL	6200.00

NEWFOUNDLAND

- THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	429.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	1.00
TOTAL (END/FIN 1972)	430.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	430.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE	A GAZ TURBINE	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1971)	347.00	28.00	54.00	.00	429.00	1925.00	2354.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	950.00	950.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	.00	.00	1.00	.00	1.00	950.00	951.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	347.00	28.00	55.00	.00	430.00	2875.00	3305.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1973	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00	
1974	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00	
1975	.00	.00	.00	.00	.00	475.00	475.00	
TOTAL	347.00	28.00	55.00	.00	430.00	6200.00	6630.00	

Prince Edward Island

Île du Prince-Edouard

PROVINCE		OWNER - PROPRIÉTAIRE		PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE	ÉTAT	BOILER CHAUDIERE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.)	GEN MANF FABRICANT DE LA GENERATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE		LAT	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)								

P.E.I. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	0.00

PRINCE EDWARD ISLAND - THERMAL/THERMIQUE

PRINCE EDWARD ISLAND
MARITIME ELECTRIC CO
BORDEN

46 15	63 42	1971	I	GT	D	EE	EE	14.85
		1973	P	GT	D	JB	BR	25.00
TOTAL (END/FIN 1971)								14.85
ADDITIONS (1972)								0.00
TOTAL (END/FIN 1972)								14.85
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								25.00
TOTAL								39.85

P.E.I. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	93.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	93.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	25.00
TOTAL	118.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)

TOTAL (END/FIN 1971)	71.00	15.00	7.00	0.00	93.00	0.00	93.00
ADDITIONS (1972)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	71.00	15.00	7.00	0.00	93.00	0.00	93.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1973	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	25.00
TOTAL	71.00	40.00	7.00	0.00	118.00	0.00	118.00

Nova Scotia

Nouvelle - Écosse

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE		PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE	ETAT	BOILER CHAUDIERE	FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.)	GEN MANF FABRICANT DE LA GENERATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE												
LAT.		LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)					

N.S. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	162.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	2.00
TOTAL (END/FIN 1972)	160.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	160.00

NOVA SCOTIA - THERMAL/THERMIQUE

NOVA SCOTIA
NS LIGHT + POWER
TUFT'S COVE
ATLANTIC O

44 41	63 35	1965	I	S	BF	1850	CO	AE	AE	100.00
		1972	I	S	BW	1825	O	HP	PC	100.00
		1976	P	S						150.00
TOTAL (END/FIN 1971)										100.00
ADDITIONS (1972)										100.00
TOTAL (END/FIN 1972)										200.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)										150.00
TOTAL										350.00

N.S. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	
ADDITIONS (1972)	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	
TOTAL (END/FIN 1972)	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	
TOTAL	1

New Brunswick

Nouveau - Brunswick

NEW BRUNSWICK - HYDRO/HYDRAULIQUE

N.B. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE	
TOTAL (END/FIN 1971)	570.00
ADDITIONS (1972)	110.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	110.00
TOTAL (END/FIN 1972)	680.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	680.00

			NEW BRUNSWICK			- THERMAL/THERMIQUE						
NB ELECTRIC POWER												
COLESON COVE												
BAY OF FUNDY		45 10	66 10	1975	P	S	EW	2400	R	HI	HI	315.00
				1976	P	S	EW	2400	R	HI	HI	315.00
				1976	P	S						315.00
TOTAL (END/FIN 1971)												0.00
ADDITIONS (1972)												0.00
TOTAL (END/FIN 1972)												0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)												945.00
TOTAL												945.00

PROVINCE	OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ETAT STATUS	ETAT TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE								MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)							

N.B. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	652.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	2.00-
TOTAL (END/FIN 1972)	650.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	945.00
TOTAL	1595.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION	COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1971)	619.00	25.00	8.00	.00	652.00	570.00	1222.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	110.00	110.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	.00	2.00-	.00	.00	2.00-	110.00	108.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	619.00	23.00	8.00	.00	650.00	680.00	1330.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1975	315.00	.00	.00	.00	315.00	.00	315.00	
1976	630.00	.00	.00	.00	630.00	.00	630.00	
TOTAL	1564.00	23.00	8.00	.00	1595.00	680.00	2275.00	

Quebec

Québec

PROVINCE	OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ETAT STATUS	ETAT TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE								MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)							

QUEBEC

- HYDRO/HYDRAULIQUE

QUEBEC

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 1
LA GRANDE

1984	P	H	
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00
1984	P	H	115.00

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	920.00
TOTAL	920.00

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 2
LA GRANDE

1980	P	H	
1980	P	H	490.00
1981	P	H	490.00
1981	P	H	490.00
1981	P	H	490.00
1981	P	H	490.00
1982	P	H	490.00
1982	P	H	490.00
1982	P	H	490.00

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	4410.00
TOTAL	4410.00

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 3
LA GRANDE

1982	P	H	
1983	P	H	300.00
1983	P	H	300.00
1983	P	H	300.00
1983	P	H	300.00
1983	P	H	300.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	LAT.	LONG.	YEAR	ANNEE	STATUS	ETAT	TYPE	BOILER CHAUDIERE		FUEL	COMBUSTIBLE	P M MANF FABRICANT	OUI MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT)	PIEDS DE CAUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GENERATRICE	H P (K)	MW
									MANF FABRICANT	PRESS (P S I G)									

QUEBEC
HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 3

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1500.00
TOTAL	1500.00

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 4
LA GRANDE

1983	P	H																	375.00
1983	P	H																	375.00
1983	P	H																	375.00
1983	P	H																	375.00

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1500.00
TOTAL	1500.00

HYDRO QUEBEC
MANIC 3
R MANICOUAGAN

49 47 68 37

1975	P	H							DE	315	CG	268							197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268							197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268							197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268							197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268							197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268							197.50

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1185.00
TOTAL	1185.00

HYDRO QUEBEC
RAPIDE DES ILES
R OUTAOUAIS

47 36 79 15

1966	I	H							DE	86	CW	50							36.63
1967	I	H							DE	86	CW	50							36.63
1967	I	H							DE	86	CW	50							36.63
1973	P	H							DE	86	CW	50							36.63

TOTAL (END/FIN 1971)	109.89
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	109.89
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	36.63
TOTAL	146.52

QUEBEC - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	13766.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	2.00-
TOTAL (END/FIN 1972)	13764.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	9551.63
TOTAL	23315.63

QUEBEC - THERMAL/THERMIQUE

HYDRO QUEBEC
CAP AUX MEULES

47 23 61 52

1963	I	IC							D	AL		GE							1.07
1964	I	IC							D	MW		GE							1.20
1965	I	IC							D	GM		IE							1.00
1968	I	IC							D	DZ		SS							2.27
1968	I	IC							D	DZ		SS							2.27
1970	I	IC							D	AA		SS							3.07
1971	I	IC							D	MA		SS							3.07
1973	P	IC							D	DE		SS							3.07
1974	P	IC							D	DE		SS							3.07

TOTAL (END/FIN 1971)	13.95
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	13.95
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	6.14
TOTAL	20.09

HYDRO QUEBEC
GENTILLY 2
ST LAWRENCE

1979 P N

V 600.00

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	600.00
TOTAL	600.00

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ÉTAT	BOILER		FUEL		COMBUSTIBLE		HEAD (FT.)		GEN MANF		FABRICANT DE LA		H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	CHAUDIÈRE		FUEL		COMBUSTIBLE		HEAD (FT.)		GEN MANF		FABRICANT DE LA		H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.																

MANITOBA

- HYDRO/HYDRAULIQUE

MANITOBA
MANITOBA HYDRO
JENPEG
NELSON

1976	P	H	EP	24	EP													28.00
1976	P	H	EP	24	EP													28.00
1976	P	H	EP	24	EP													28.00
1977	P	H	EP	24	EP													28.00
1977	P	H	EP	24	EP													28.00
1977	P	H	EP	24	EP													28.00

TOTAL (END/FIN 1971)																		0.00
ADDITIONS (1972)																		0.00
TOTAL (END/FIN 1972)																		0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)																		168.00
TOTAL																		168.00

MANITOBA HYDRO
KELSEY
NELSON R

56 02 96 32

1960	I	H	DE	50	CG	42												33.75
1960	I	H	DE	50	CG	42												33.75
1960	I	H	DE	50	CG	42												33.75
1961	I	H	DE	50	CG	42												33.75
1969	I	H	DE	50	CG	42												33.75
1972	I	H	DE	50	CG	42												33.75

TOTAL (END/FIN 1971)																		202.50
ADDITIONS (1972)																		33.75
TOTAL (END/FIN 1972)																		236.25
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)																		0.00
TOTAL																		236.25

MANITOBA HYDRO
KETTLE
NELSON R

56 20 94 37

1970	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1971	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1971	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1971	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1972	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1972	I	H	DE	98	MG	140												102.00
1973	P	H	DE	98	MG	140												102.00
1973	P	H	DE	98	TO	140												102.00
1974	P	H	DE	98	TO	140												102.00
1974	P	H	DE	98	TO	140												102.00
1974	P	H	DE	98	TO	140												102.00
1975	P	H	DE	98	TO	140												102.00

TOTAL (END/FIN 1971)																		408.00
ADDITIONS (1972)																		204.00
TOTAL (END/FIN 1972)																		612.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)																		612.00
TOTAL																		1224.00

MANITOBA - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	1625.00
ADDITIONS (1972)	237.75
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	238.00
TOTAL (END/FIN 1972)	1863.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	780.00
TOTAL	2643.00

MANITOBA

- THERMAL/THERMIQUE

MANITOBA HYDRO
FORT CHURCHILL

58 45 94 10

1949	I	IC	D	FM	FM													0.30
1949	I	IC	D	FM	FM													0.20
1949	I	IC	D	FM	FM													0.30
1953	I	IC	D	FM	FM													1.14
1959	I	IC	D	FM	FM													1.14
1963	I	IC	D	FM	FM													1.14
1968	I	IC	D	GM	GM													2.50
1971	I	IC	D	GM	GM													2.50
1973	P	IC	D	HS	TA													2.50

TOTAL (END/FIN 1971)	9.22
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	9.22
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	2.50
TOTAL	11.72

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT. LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)	FUEL	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW

MANITOBA - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	475.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	1.00-
TOTAL (END/FIN 1972)	474.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	2.50
TOTAL	476.50

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1971)	423.00	28.00	24.00	.00	475.00	1625.00	2100.00
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	237.75	237.75
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	.00	.00	1.00-	.00	1.00-	238.00	237.00
TOTAL (END/FIN 1972)	423.00	28.00	23.00	.00	474.00	1863.00	2337.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1973	.00	.00	2.50	.00	2.50	204.00	206.50
1974	.00	.00	.00	.00	.00	306.00	306.00
1975	.00	.00	.00	.00	.00	102.00	102.00
1976	.00	.00	.00	.00	.00	84.00	84.00
1977	.00	.00	.00	.00	.00	84.00	84.00
TOTAL	423.00	28.00	25.50	.00	476.50	2643.00	3119.50

Saskatchewan

Saskatchewan

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT. LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)	FUEL	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW

SASK. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	567.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	567.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	567.00

SASKATCHEWAN - THERMAL/THERMIQUE

SASKATCHEWAN
SASKATCHEWAN POWER
BOUNDARY DAM
SOURIS R

49 08 108 59

1959 I S BW 875 C PC
1960 I S CE 875 C PC
1969 I S CE 1900 C CG
1970 I S CE 1900 C CG
1973 P S CE 1800 C HI
1976 P S

PC
PC
CG
CG
HI
HI

66.00
66.00
150.00
150.00
150.00
300.00

TOTAL (END/FIN 1971)	432.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	432.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	450.00
TOTAL	882.00

SASKATCHEWAN POWER
LANDIS

1975 P GT
1976 P GT

50.00
50.00

TOTAL (END/FIN 1971)	0.00
ADDITIONS (1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	100.00
TOTAL	100.00

SASKATCHEWAN POWER
QUEEN ELIZABETH
SOUTH SASKATCHEWAN R 52 07 106 38

1958 I S FW 875 COG BB
1959 I S FW 875 COG EE
1972 I S BW 1300 COG HI

BB
EE
HI

75.00
66.00
100.00

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNÉE	ETAT	BOILER		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	HEAD (FT.)	GEN MANF.	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	FABRICANT	PRIMAIRE	DE CHUTE	FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.											

SASKATCHEWAN
SASKATCHEWAN POWER
QUEEN ELIZABETH

TOTAL (END/FIN 1971) 141.00
ADDITIONS (1972) 100.00
TOTAL (END/FIN 1972) 241.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
TOTAL 241.00

SASK. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 966.00
ADDITIONS (1972) 100.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 92.00
TOTAL (END/FIN 1972) 1058.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 550.00
TOTAL 1608.00

SUMMARY SOMMAIRE									
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL		
TOTAL (END/FIN 1971)	836.00	89.00	41.00	.00	966.00	567.00	1533.00		
ADDITIONS (1972)	100.00	.00	.00	.00	100.00	.00	100.00		
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	100.00	.00	8.00	.00	92.00	.00	92.00		
TOTAL (END/FIN 1972)	936.00	89.00	33.00	.00	1058.00	567.00	1625.00		
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)									
1973	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00		
1975	.00	50.00	.00	.00	50.00	.00	50.00		
1976	300.00	50.00	.00	.00	350.00	.00	350.00		
TOTAL	1386.00	189.00	33.00	.00	1608.00	567.00	2175.00		

Alberta

Alberta

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNÉE	ETAT	BOILER		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	HEAD (FT.)	GEN MANF.	H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	FABRICANT	PRIMAIRE	DE CHUTE	FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.											

ALBERTA
CALGARY POWER LTD
BIGHORN
NORTH SASKATCHEWAN R 52 12 116 25

ALBERTA - HYDRO/HYDRAULIQUE

1972 I H DE 245 EE 75 60.00
1972 I H DE 245 EE 75 60.00

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
ADDITIONS (1972) 120.00
TOTAL (END/FIN 1972) 120.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
TOTAL 120.00

ALBERTA - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 616.00
ADDITIONS (1972) 120.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 120.00
TOTAL (END/FIN 1972) 736.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
TOTAL 736.00

ALBERTA - THERMAL/THERMIQUE

ALBERTA POWER
BATTLE RIVER
BATTLE R

52 35 112 04 1956 I S CE 600 C BB BB 33.00
1964 I S CE 600 C BB BB 33.00
1969 I S CE 2150 C GE 150.00
1975 P S CE 1800 C CG CG 150.00

TOTAL (END/FIN 1971) 216.00
ADDITIONS (1972) 0.00
TOTAL (END/FIN 1972) 216.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 150.00
TOTAL 366.00

ALBERTA POWER
H R MILNER
SMOKY R

54 01 119 05 1973 P S BW 1800 C HI HI 150.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNÉE	ETAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	PM MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS		MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)							

ALBERTA
ALBERTA POWER
H R MILNER

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
ADDITIONS (1972) 0.00
TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 150.00
TOTAL 150.00

CALGARY POWER LTD
SUNDANCE
L WABAMUN

53 33 114 28

1970 I S
1973 P S
1975 P S
1976 P S

CE 2500 C
CE 2500 C

EE EE
EE EE

286.00
286.00
375.00
375.00

TOTAL (END/FIN 1971) 286.00
ADDITIONS (1972) 0.00
TOTAL (END/FIN 1972) 286.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1036.00
TOTAL 1322.00

EDMONTON POWER
CLOVER BAR

NORTH SASKATCHEWAN R 53 35 113 20

1970 I S
1973 P S
1976 P S
1978 P S

8W 2000 G
8W 1800 G
G

EW EW
EW OE
G

165.00
165.00
165.00
165.00

TOTAL (END/FIN 1971) 165.00
ADDITIONS (1972) 0.00
TOTAL (END/FIN 1972) 165.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 495.00
TOTAL 660.00

ALBERTA - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 2063.00
ADDITIONS (1972) 0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 7.00
TOTAL (END/FIN 1972) 2070.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1831.00
TOTAL 3901.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1971)	1821.00	201.00	41.00	.00	2063.00	616.00	2679.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	120.00	120.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	10.00	3.00-	.00	.00	7.00	120.00	127.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	1831.00	198.00	41.00	.00	2070.00	736.00	2806.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1973	601.00	.00	.00	.00	601.00	.00	601.00	
1975	525.00	.00	.00	.00	525.00	.00	525.00	
1976	540.00	.00	.00	.00	540.00	.00	540.00	
1978	165.00	.00	.00	.00	165.00	.00	165.00	
TOTAL	3662.00	198.00	41.00	.00	3901.00	736.00	4637.00	

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL		COMBUSTIBLE		HEAD (FT)		GEN MANF.		FABRICANT DE LA		H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	EMPLACEMENT		YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	(P.S.I.G.)	MANF.	P.M. MANF.	PRIMAIRE	PIEDS DE CHUTE	GEN MANF.	FABRICANT DE LA	GENERATRICE			
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.																

BRITISH COLUMBIA - HYDRO/HYDRAULIQUE

BRITISH COLUMBIA BC HYDRO + POWER GORDON M SHRUM PEACE R	55 58	122 07	1968	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1968	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1968	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1969	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1969	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1971	I	H				MS	500	CG	310						227.00
			1972	I	H				TO	500	TO	310						227.00
			1972	I	H				TO	500	TO	310						227.00
			1974	P	H				TO	500	TO	310						227.00
									FU	500	FU	375						300.00

TOTAL (END/FIN 1971) 1362.00
 ADDITIONS (1972) 454.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 1816.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 300.00
 TOTAL 2116.00

BC HYDRO + POWER KOOTENAY CANAL KOOTENAY R	49 25	117 30	1975	P	H				MS	200	CG	171						125.00
			1975	P	H				MS	200	CG	171						125.00
			1976	P	H				MS	200	CG	171						125.00
			1976	P	H				MS	200	CG	171						125.00
									MS	200	CG	171						125.00

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 500.00
 TOTAL 500.00

BC HYDRO + POWER MICA DAM COLUMBIA R	51 57	118 32	1976	P	H				CL	590	CG	595						435.00
			1976	P	H				CL	590	CG	595						435.00
			1977	P	H				EP	590	CG	595						435.00
			1977	P	H				EP	590	CG	595						435.00
									EP	590	CG	595						435.00

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1740.00
 TOTAL 1740.00

BRITISH COLUMBIA BC HYDRO + POWER WHATSHAN WHATSHAN R	49 56	118 05	1972	I	H				FU	550	HI	74						50.00

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
 ADDITIONS (1972) 50.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 50.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
 TOTAL 50.00

B.C. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 4299.00
 ADDITIONS (1972) 504.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 504.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 4803.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 2540.00
 TOTAL 7343.00

BRITISH COLUMBIA - THERMAL/THERMIQUE

BC HYDRO + POWER BURREARD BURREARD INLET	49 17	122 52	1962	I	S	CB	1850	GO	AE		AE							150.00
			1963	I	S	CB	1850	GO	AE		AE							150.00
			1965	I	S	CE	1850	GO	AE		AE							150.00
			1967	I	S	CE	1850	GO	AE		AE							150.00
			1968	I	S	CE	1850	GO	AX		AX							150.00
			1974	P	S	CE	1800	GO	AE		AE							150.00

TOTAL (END/FIN 1971) 750.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 750.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 150.00
 TOTAL 900.00

BC HYDRO + POWER PORT HARDY	50 42	127 30	1973	P	GT			D	CK		BR							40.50
--------------------------------	-------	--------	------	---	----	--	--	---	----	--	----	--	--	--	--	--	--	-------

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE			FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
					MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.											

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 40.50
 TOTAL 40.50

BC HYDRO + POWER
 PRINCE RUPERT

54 20 130 20

1973 P GT
 1974 P GT

GD UA BR 28.60
 GD UA BR 28.60

TOTAL (END/FIN 1971) 0.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 57.20
 TOTAL 57.20

B.C. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 1498.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 21.00-
 TOTAL (END/FIN 1972) 1477.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 247.70
 TOTAL 1724.70

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL	

TOTAL (END/FIN 1971)	1159.00	195.00	144.00	.00	1498.00	4299.00	5797.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	504.00	504.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	23.00-	.00	2.00	.00	21.00-	504.00	483.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	1136.00	195.00	146.00	.00	1477.00	4803.00	6280.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1973	.00	69.10	.00	.00	69.10	.00	69.10	
1974	150.00	28.60	.00	.00	178.60	300.00	478.60	
1975	.00	.00	.00	.00	.00	250.00	250.00	
1976	.00	.00	.00	.00	.00	1120.00	1120.00	
1977	.00	.00	.00	.00	.00	870.00	870.00	
TOTAL	1286.00	292.70	146.00	.00	1724.70	7343.00	9067.70	

Yukon

Yuko

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE			FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
					MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.											

YUKON - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 26.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 26.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
 TOTAL 26.00

YUKON - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971) 34.00
 ADDITIONS (1972) 0.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1972) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1972) 34.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
 TOTAL 34.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1971)	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
TOTAL	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00	

Northwest Territories

Territoires du Nord-Ouest

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE	ETAT	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P M MANU MOTEUR FABRICANT PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANU FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANUF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)				

N.W.T. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	35.00
ADDITIONS (1972)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	0.00
TOTAL (END/FIN 1972)	35.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	35.00

NORTHWEST TERRITORIES - THERMAL/THERMIQUE

Northwest Territories
Northland Utilities
Hay River

60 51	115 44	1959	I	IC	D	CB	TA	0.50
		1962	I	IC	D	CB	EE	0.65
		1966	I	IC	D	CT	EE	0.50
		1968	I	IC	D	PX	HC	0.35
		1968	I	IC	D	CT	TA	0.50
		1970	I	IC	D	CT	TA	0.50
		1971	I	IC	D	CT	TA	0.50
		1972	I	IC	DO	WU	KA	1.20
		1972	I	IC	DO	WU	KA	1.20
TOTAL (END/FIN 1971)								3.50
ADDITIONS (1972)								2.40
TOTAL (END/FIN 1972)								5.90
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								0.00
TOTAL								5.90

N.W.T. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1971)	57.00
ADDITIONS (1972)	2.40
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	10.00
TOTAL (END/FIN 1972)	67.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	67.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1971)	1.00	2.00	54.00	.00	57.00	35.00	92.00	
ADDITIONS (1972)	.00	.00	2.40	.00	2.40	.00	2.40	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	.00	.00	10.00	.00	10.00	.00	10.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	1.00	2.00	64.00	.00	67.00	35.00	102.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
TOTAL	1.00	2.00	64.00	.00	67.00	35.00	102.00	

Canada —

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1971)	13016.00	986.00	505.00	1570.00	16077.00	30601.00	46678.00	
ADDITIONS (1972)	700.00	15.00	2.40	540.00	1257.40	1921.75	3179.15	
ADDITIONS (NET/NETTE 1972)	784.00	10.00	4.00	556.00	1354.00	1916.00	3270.00	
TOTAL (END/FIN 1972)	13800.00	996.00	509.00	2126.00	17431.00	32517.00	49948.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1973	1901.00	101.60	5.57	540.00	2548.17	1665.63	4213.80	
1974	1223.75	64.60	3.07	.00	1291.42	2031.00	3322.42	
1975	1913.75	50.00	.00	800.00	2763.75	1024.50	3788.25	
1976	3767.50	62.00	.00	800.00	4629.50	2278.50	6908.00	
1977	500.00	.00	.00	800.00	1300.00	954.00	2254.00	
1978	165.00	.00	.00	800.00	965.00	.00	965.00	
1979	.00	.00	.00	600.00	600.00	.00	600.00	
1980	.00	.00	.00	.00	.00	980.00	980.00	
1981	.00	.00	.00	.00	.00	1960.00	1960.00	
1982	.00	.00	.00	.00	.00	1770.00	1770.00	
1983	.00	.00	.00	.00	.00	2700.00	2700.00	
1984	.00	.00	.00	.00	.00	920.00	920.00	
TOTAL	23271.00	1274.20	517.64	6466.00	31528.84	48800.63	80329.47	



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines
et Ressources Canada

MT 51

S22

electric power in canada l'énergie électrique au canada



1973

Cover
Photo

COVER PHOTO:

*Les Cèdres hydro generating station on the St. Lawrence River
near Montreal.*

PHOTO DE COUVERTURE:

*Centrale hydroélectrique Les Cèdres, fleuve Saint-Laurent,
près de Montréal.*

electric power in canada

Energy Development Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
OTTAWA, CANADA

*Canada. Dept. of energy, mines and
resources. Energy Development Sector.
electric power in Canada. 1973*

Secteur de l'exploitation de l'énergie
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
OTTAWA, CANADA

l'énergie électrique au canada

The map inside the back cover shows main transmission systems and electric power generating stations in Canada.

A series of maps showing similar information in greater detail is available for the following regions:

1. British Columbia, Yukon Territory and Northwest Territories
2. Alberta, Saskatchewan and Manitoba
3. Ontario
4. Quebec
5. New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland

These maps are available from:

Electrical Energy Adviser
Energy Development Sector
Department of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ont.
K1A 0E4

Photographs were provided through the courtesy of the following organizations:

Quebec Hydro-Electric Commission
Nova Scotia Power Corporation
New Brunswick Electric Power Commission
Manitoba Hydro
British Columbia Hydro and Power Authority

Special treatment has been given in this year's edition of Electric Power in Canada to the historical development of the electric utility industry. This historical emphasis is also reflected in the selection of photographs.

La carte en pochette montre les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et les principales centrales au Canada.

Une série de cartes plus détaillées est disponible pour les régions suivantes:

1. Colombie-Britannique, Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest (Anglais)
2. Alberta, Saskatchewan et Manitoba (Anglais)
3. Ontario (Anglais)
4. Québec (Français et Anglais)
5. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve (Anglais)

Ces cartes peuvent être obtenues du:

Conseiller en énergie électrique
Secteur de l'exploitation de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Les photographies sont une gracieuseté des organismes suivants:

Commission hydro-électrique de Québec
Nova Scotia Power Corporation
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Manitoba Hydro
British Columbia Hydro and Power Authority

La présente édition de «L'énergie électrique au Canada» donne une attention spéciale à l'évolution de l'industrie de l'énergie électrique. Le choix des photos reflète bien cette intention.

TABLE OF CONTENTS

PROGRESS IN 1973 AND FUTURE PROSPECTS

The Future Demand for Energy in Canada	3
Progress in 1973	8
Plans for Future Expansion	12
Highlights by Province	14
Newfoundland	14
Prince Edward Island	16
Nova Scotia	16
New Brunswick	19
Quebec	21
Ontario	25
Manitoba	26
Saskatchewan	28
Alberta	28
British Columbia	30
Yukon and Northwest Territories	33

DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER IN CANADA

History of Electric Power in Canada	37
Utilization	48
Electrical Energy Sources	50
Environment	55
System Planning, Reliability, and Security	59
Research	62
Conclusions	64

TABULAR SUMMARY

MAP OF CANADA (showing main electric transmission systems and principal power generating stations)	inside back cover
--	-------------------

TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS EN 1973 ET PERSPECTIVES D'AVENIR

Futurs besoins d'énergie au Canada	3
Progrès accomplis en 1973	8
Projets d'expansion	12
Revue par province	14
Terre-Neuve	14
Île-du-Prince-Édouard	16
Nouvelle-Écosse	16
Nouveau-Brunswick	19
Québec	21
Ontario	25
Manitoba	26
Saskatchewan	28
Alberta	28
Colombie-Britannique	30
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	33

MISE EN VALEUR DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

Historique de l'énergie électrique au Canada	37
Utilisation	48
Sources d'énergie électrique	50
Environnement	55
Planification des réseaux, fiabilité et sécurité	59
Recherche	62
Conclusions	64

TABLEAU SOMMAIRE

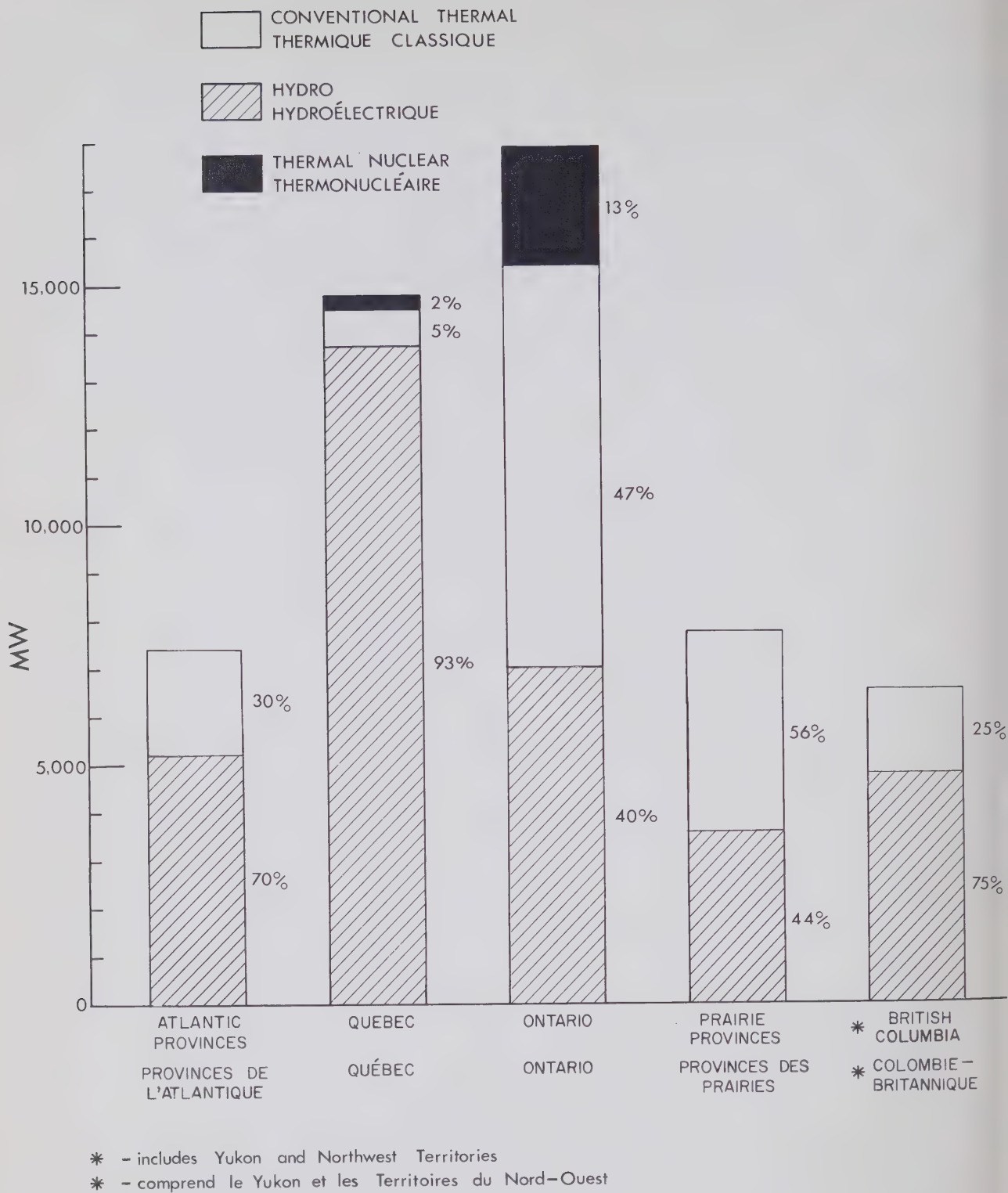
CARTE DU CANADA (principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales) en pochette

progress in
1973

and future prospects

progrès en
1973

et perspectives d'avenir



Installed Generating Capacity in Canada by Region, 1973.

Puissance installée au Canada par région, 1973.

THE FUTURE DEMAND FOR ENERGY IN CANADA

Estimates of future energy supply and demand are subject to many variables such as cost and availability of fuels, and changing technology in extraction, conversion and utilization. Canada is fortunate, however, in having considerable flexibility in choice of energy from domestic sources. It is certain that Canadians will continue to be major consumers of energy largely because the climate and size of Canada necessitate vast quantities of energy for survival and transportation. The development and processing of mineral and renewable resources are also a drain upon energy sources.

In 1970, Canadian consumption per capita was equivalent to about 50 barrels of oil or 13 tons of coal. This rate is the second highest amongst nations of the world (behind the United States). Utilizing a population estimate of 35 million in the year 2000, Canada's per capita energy consumption at that time will be 2.7 times that of 1970. The country's total primary requirement will, in the next 26 years, increase fourfold.

The above and ensuing forecast data were extracted from "An Energy Policy for Canada, Phase I", published by the Department of Energy, Mines and Resources in 1973. In this publication, a base case or standard forecast was made along with estimates of how this standard forecast could be affected by population, economic policies, and environmental protection policies, as well as other variables. Changes in these variables could have a large impact on energy demand. The actual total energy consumption in the year 2000 could be 15 per cent higher or 25 per cent lower than predicted. In addition, the proportions of the various energy sources which make up this total could vary considerably as a result of economic and technical factors. The standard forecast will be referred to most frequently, however, and is presented in Table 1.

The standard forecast assumes that the forms of energy used in the year 2000 will not vary radically from those now in use. Petroleum and natural gas will still account for approximately 63 per cent of supply. Coal will drop from 11 to 7 per cent with hydro- and nuclear-generated electricity filling a gap of 30 per cent. If the quantity of electricity generated by petroleum and coal are included with the electricity originating from hydro and nuclear plants, the share of total energy supply represented by this form would reach 40 per cent. The most notable observation is the development of nuclear power which is projected to grow from its relatively infant state today

FUTURS BESOINS D'ÉNERGIE AU CANADA

Les évaluations des approvisionnements et des besoins futurs d'énergie dépendent de divers facteurs variables comme le coût et la disponibilité des combustibles et les progrès en techniques d'extraction, de transformation et d'utilisation. Le Canada est privilégié puisqu'il détient un vaste choix de sources d'énergie. Il est certain que les Canadiens demeureront de grands consommateurs d'énergie, face aux besoins de la vie et des transports, en raison du climat et de la superficie du pays. La mise en valeur et le traitement des minéraux et des ressources renouvelables exigent également de l'énergie.

En 1970, la consommation au Canada, par habitant, était d'environ 50 barils de pétrole ou 13 tonnes de charbon. Ce chiffre place le Canada au deuxième rang au monde (après les États-Unis). Dans l'hypothèse d'une population de 35 millions en l'an 2000, la consommation d'énergie par habitant sera d'environ 2.7 fois supérieure à celle de 1970. Les besoins en énergie primaire du pays quadrupleront au cours des 26 prochaines années.

Ces données et les suivantes proviennent du rapport «Politique canadienne de l'énergie, Phase 1», publié par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, en 1973. Dans ce rapport sont données des prévisions normalisées, outre des estimations des changements de ces prévisions créés par les consommateurs, les politiques économiques et les politiques de protection de l'environnement, et autres facteurs variables. Ces facteurs variables pourraient exercer un profond effet sur la demande d'énergie. La consommation réelle d'énergie en l'an 2000 peut varier de 15% en plus ou de 25% en moins que prévue. Des facteurs d'ordre économique ou technique peuvent d'autre part faire varier considérablement la proportion des diverses sources d'énergie. On se reportera donc le plus souvent aux prévisions normalisées du tableau 1.

Dans les prévisions normalisées, on considère que les formes d'énergie utilisées en l'an 2000 ne seront pas totalement différentes des présentes. Le pétrole et le gaz naturel constitueront encore 63% de l'approvisionnement. L'emploi du charbon tombera de 11 à 7%, et l'énergie des centrales hydroélectriques ou nucléaires comblera un vide de 30%. Si l'on ajoute le volume d'électricité des centrales thermiques au pétrole et au charbon à celui des centrales hydroélectriques et nucléaires, la production d'énergie totalisera 40%. Le développement de l'énergie nucléaire est donc le plus remarquable; cette forme d'énergie nouvelle devrait

TABLE 1

STANDARD FORECAST OF CANADA'S PRIMARY ENERGY CONSUMPTION
(10¹⁵ Btu)

	1970	%	1980	%	1990	%	2000	%
Petroleum	3.1	66	4.8-5.4	67	6.7-10.2	66	9.4-14.6	63
Natural Gas	1.2		3.1-2.5		6.0-2.5		8.2-3.0	
Coal	0.7	11	1.1	9	1.6	8	1.9	7
Fuel Subtotal	5.0	77	9.1	76	14.3	74	19.5	70
Net less conversion ⁽¹⁾	4.5	69	7.9	66	12.4	64	16.7	60
Hydro ⁽²⁾	1.5	23	2.3	19	3.1	16	3.4	12
Nuclear ⁽²⁾	—	—	0.5	4	2.0	10	5.1	18
Add conversion ⁽¹⁾	0.5	8	1.2	10	1.9	10	2.8	10
Electrical subtotal	2.0	31	4.0	34	7.0	36	11.3	40
Total	6.5	100	11.9	100	19.4	100	28.0	100

(1) Fossil fuels used for electrical energy production.

(2) Input equivalent of 10,000 Btu's per kWh.

Slight differences due to rounding.

to provide at least 18 per cent of Canada's total energy supply by the year 2000.

What the figures presented in Table 1 do not show, however, is the vital shift that must occur in Canada's sources for crude oil and natural gas. The ratio of proven conventional reserves of crude oil to annual production, the life index, has declined from 24.5 in 1966 to 15 in 1972. The life index of natural gas has also declined from 39 in 1962 to 23 in 1972. Obviously a great need will arise for additional petroleum from Arctic, offshore and tar sand areas if this energy source is to maintain even a constant proportion of the supply picture. The remote location of the frontier sources and the technical complexity of the extraction process for tar sands will undoubtedly result in substantial pressure on prices.

Canada's coal reserves, amounting to about 120 billion tons, are extensive. Almost all of these reserves occur in Saskatchewan, Alberta and British Columbia. During the 1950's and most of the 1960's the displacement of coal in the residential and commercial sectors, in transportation, and as a boiler fuel in industry and by utilities, caused stagnation in the coal industry. Recent revitalization in the form of exports to Japan doubled Canada's output to 20.1 million tons between 1969 and 1972. The future of coal as an energy source to the year 2000 rests primarily in its use in thermal power plants and increasingly in coal gasification. The long-range price and supply trends of petroleum products will

fournir au moins 18% de l'énergie consommée au Canada d'ici l'an 2000.

Au tableau 1, les chiffres n'indiquent pas l'importance du changement dans le volume des réserves de pétrole brut et de gaz naturel du Canada. Le rapport entre les réserves classiques prouvées de pétrole brut et la production annuelle, soit l'indice de durée, est passé de 24.5 en 1966 à 15 en 1972. L'indice de durée du gaz naturel est tombé de 39 en 1962 à 23 en 1972. Il reste évident que le pays aura un grand besoin du pétrole de l'Arctique, des réserves au large des côtes et des sables bitumineux s'il veut maintenir le rapport entre les sources d'énergie et l'approvisionnement. L'éloignement des sources d'énergie des régions pionnières et la complexité des méthodes d'extraction des combustibles des sables bitumineux auront sans aucun doute une répercussion progressive sur les prix.

Les vastes réserves de charbon du Canada atteignent 120 milliards de tonnes. Elles reposent presque toutes en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique. Dans les années 1950 et 1960, le remplacement du charbon comme combustible dans le chauffage résidentiel et commercial, dans les transports et les industries et services, a créé un marasme dans les charbonnages. Une récente reprise avec l'exportation au Japon a fait doubler la production et l'a portée à 20.1 millions de tonnes de 1969 à 1972. Dans une perspective de l'an 2000, la valeur du charbon comme source d'énergie reste sa principale utilisation dans les centrales thermiques et dans la p-

TABLEAU 1

PRÉVISION NORMALISÉE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU CANADA
(en 10¹⁵ B.T.U.)

	1970	%	1980	%	1990	%	2000	%
Pétrole	3.1	66	4.8-5.4	67	6.7-10.2	66	9.4-14.6	63
Gaz naturel	1.2		3.1-2.5		6.0-2.5		8.2-3.0	
Charbon	0.7	11	1.1	9	1.6	8	1.9	7
Total (combustible)	5.0	77	9.1	76	14.3	74	19.5	70
Nette sans conversion ⁽¹⁾	4.5	69	7.9	66	12.4	64	16.7	60
Hydroélectricité ⁽²⁾	1.5	23	2.3	19	3.1	16	3.4	12
Électricité nucléaire ⁽²⁾	—	—	0.5	4	2.0	10	5.1	18
Conversion ajoutée ⁽¹⁾	0.5	8	1.2	10	1.9	10	2.8	10
Total (électrique)	2.0	31	4.0	34	7.0	36	11.3	40
Total général	6.5	100	11.9	100	19.4	100	28.0	100

⁽¹⁾ Combustibles fossiles utilisés en production d'énergie électrique.

⁽²⁾ Puissance équivalente à 10,000 B.T.U. par kWh.

Les différences résultent des chiffres arrondis.

etermine how significant coal gasification becomes, and lively competition is expected to develop between synthetic oils, frontier oils, gas and coal, including gas from coal.

y far the fastest rising contributor to Canada's energy supply has been the electrical industry. Between 1945 and 1973, Canadian domestic demand for electricity rose from 40 to 248 billion kWh. This represents an annual growth increase of 6.7 per cent, far in excess of the 4.3 per cent annual growth rate for gross energy consumption as a whole. However, the higher growth rate has been largely in the residential and commercial sectors with the rate of growth in the industrial sector being comparable to overall growth in energy use by the industry.

he standard forecast predicts that electricity will account for 40 per cent of energy demand in the year 2000. This represents an output of 1,132 billion kWh. Electrical energy demand by province is presented in table 2.

apid growth in electrical energy demand will be encouraged by such factors as price, availability, environmental advantage and convenience. Price increases in competitive fuels may cause the electrical fraction to increase to 50 per cent of the total which would increase the electrical estimate from 1,132 billion to 1,420 billion kWh.

duction croissante de gaz de houille. A long terme, la situation des prix et des approvisionnements en produits pétroliers déterminera le degré d'importance de la production de gaz de houille; une vive concurrence résultera de la production des pétroles synthétiques, des pétroles des régions pionnières, du gaz et du charbon et du gaz de houille.

L'industrie de l'électricité est de loin la source de production d'énergie la plus puissante au Canada. De 1945 à 1973, la consommation d'électricité est passée de 40 à 248 milliards kWh, soit une progression annuelle de 6.7%, taux bien supérieur à la croissance annuelle de 4.3% de la consommation en général. Toutefois, cette élévation du taux de croissance provenait des secteurs résidentiel et commercial, tandis que dans le secteur industriel la croissance restait comparable à la progression générale d'énergie utilisée par l'industrie.

Les prévisions normalisées montrent que l'électricité fournira 40% de la demande en l'an 2000. Ce pourcentage correspond à 1,132 milliards kWh. Le tableau 2 en donne les chiffres par province.

Le taux de croissance de la demande en énergie électrique sera fonction de facteurs comme le prix, la disponibilité, les avantages et les facilités du fait de l'environnement. La progression du prix des combustibles concurrentiels pourrait causer un accroissement de production d'électricité de 50% du total actuel et porterait l'estimation du volume d'électricité de 1,132 à 1,420 milliards kWh.

TABLE 2
STANDARD PROJECTION OF ELECTRICAL ENERGY DEMAND — CANADA
(10⁹ kWh)

Province	Actual		Estimated		
	1960	1970	1980	1990	2000
Newfoundland and Labrador	1.39	4.74	9.50	16.10	25.80
P.E.I.	0.08	0.25	0.60	1.35	2.36
Nova Scotia	1.71	3.68	7.30	12.45	20.50
New Brunswick	1.67	4.29	8.40	15.50	24.00
Atlantic Subtotal	4.85	12.96	25.80	45.40	72.76
Quebec	43.90	69.63	116.00	192.50	300.00
Ontario	36.97	69.38	139.00	244.00	414.00
Manitoba	4.54	8.75	16.20	27.50	40.00
Saskatchewan	1.66	5.21	12.25	23.25	34.00
Alberta	3.45	9.73	25.50	48.40	77.50
Prairie Subtotal	9.65	23.69	53.95	99.15	151.50
B.C.	13.34	25.16	60.40	115.00	190.00
Territories	0.17	0.49	0.93	1.95	3.90
Canada Total	108.88	201.31	396.08	698.00	1,132.06

The changing supply pattern for electricity is of considerable significance. Hydro power will remain an important source but there are few hydraulic sites remaining to be developed which can produce energy at low cost on a world competitive basis. Some areas, in particular British Columbia, Manitoba and Quebec, do possess substantial undeveloped hydraulic resources which are economically attractive. Hydro-electric energy output could double in the next twenty years from 150 billion kWh in 1970 to about 300 billion kWh in 1990. Growth after 1990 may be quite limited and will be determined largely by economic competition with nuclear power. It is unlikely that unconventional sources of electrical generation will contribute significantly to electrical production in our forecast period.

Canada has a significant reserve of low- to medium-cost uranium. It is estimated that 400,000 tons of known resources of U₃O₈ may be obtained at prices no higher than \$15 per pound. An additional 500,000 tons of U₃O₈ is thought to exist.

Canada's long-term needs for electrical energy are well assured even without dramatic improvements in existing technology. By employing uranium and possibly thorium in versions of the CANDU reactor system, electricity at reasonable cost can be provided for the next hundred years. Complementing the nuclear source of energy will be energy from oil and gas produced not only from

Le changement dans les systèmes d'approvisionnement en électricité est d'importance extrême. L'énergie des centrales hydroélectriques demeurera une source majeure, mais il reste peu de sources hydrauliques dont l'aménagement permet une production d'énergie à un coût réduit et concurrentiel dans le monde. Des régions, notamment en Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec, renferment un certain nombre de sources hydrauliques non aménagées et d'intérêt économique. La production des centrales hydroélectriques pourrait doubler au cours des 20 prochaines années et atteindre de 150 milliards kWh en 1970, à environ 300 milliards kWh en 1990. Il est peu probable, cependant, que des centrales à grande puissance soient aménagées après 1990, du fait de la compétition économique des centrales nucléaires. Il est également peu probable que des sources non classiques de production d'électricité fournissent un approvisionnement important au cours de la période des prévisions.

Le Canada détient une importante réserve d'uranium au coût de production de bas à moyen. L'estimation des réserves connues atteint 400,000 tonnes d'uranium U₃O₈, exploitable à un coût maximum de \$15 la livre et les réserves probables atteindraient 500,000 tonnes.

Les besoins à long terme au Canada en énergie électrique sont donc ainsi assurés, même sans un progrès technologique. L'uranium et, probablement, le thori-

TABLEAU 2

PRÉVISION NORMALISÉE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA
(10⁹ kWh)

Province	Actuelle		Évaluée		
	1960	1970	1980	1990	2000
Terre-Neuve					
et Labrador	1.39	4.74	9.50	16.10	25.80
Île-du-Prince-Édouard	0.08	0.25	0.60	1.35	2.36
Nouvelle-Écosse	1.71	3.68	7.30	12.45	20.50
Nouveau-Brunswick	1.67	4.29	8.40	15.50	24.00
Total (Atlantique)	4.85	12.96	25.80	45.40	72.76
Québec	43.90	69.63	116.00	192.50	300.00
Ontario	36.97	69.38	139.00	244.00	414.00
Manitoba	4.54	8.75	16.20	27.50	40.00
Alberta	1.66	5.21	12.25	23.25	34.00
Saskatchewan	3.45	9.73	25.50	48.40	77.50
Total (Prairies)	9.65	23.69	53.95	99.15	151.50
Colombie-Britannique	13.34	25.16	60.40	115.00	190.00
Territoires	0.17	0.49	0.93	1.95	3.90
Total, Canada	108.88	201.31	396.08	698.00	1,132.06

conventional sources but also from tar sands, heavy oils and coal. Some of these fossil fuels will continue to be employed for the generation of electricity.

The most challenging period for energy supplies will come in the next five to ten years. With conventional petroleum sources becoming rapidly depleted, and with very rapid changes in price levels, a substantial readjustment must be achieved. This puts great pressure on the development of coal and nuclear fuels to supply the electrical portion of energy demand and, as a result, the estimates provided in the standard forecast may be substantially modified.

traité pour le système de réacteur CANDU permettront une production électrique à un coût raisonnable au cours des 100 prochaines années. En complément, demeureront les sources d'énergie des combustibles fossiles, pétrole et gaz, extraits des gisements classiques, puis des sables bitumineux, des pétroles lourds et du charbon. Certains de ces combustibles fossiles resteront la source d'énergie en production électrique.

La période critique de l'approvisionnement en énergie est celle des cinq à dix prochaines années. L'épuisement rapide des sources classiques de pétrole et les variations de prix exigeront un réajustement sérieux. Cette situation imposera l'emploi du charbon et de l'énergie nucléaire comme source de production électrique de la partie des besoins en énergie et, ainsi, modifiera sérieusement les évaluations des prévisions normalisées.

TABLE 3

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA 1920-1971* (MW)

Year	Thermal		Total	Hydro	Total
	Conventional	Nuclear			
1920	300	—	300	1,700	2,000
1930	400	—	400	4,300	4,700
1940	500	—	500	6,200	6,700
1950	900	—	900	8,900	9,800
1955	2,100	—	2,100	12,600	14,700
1956	2,425	—	2,425	13,425	15,850
1957	2,651	—	2,651	14,518	17,169
1958	2,876	—	2,876	15,683	18,559
1959	3,573	—	3,573	17,536	21,109
1960	4,392	—	4,392	18,657	23,049
1961	5,072	—	5,072	19,019	24,091
1962	5,609	20	5,629	19,338	24,967
1963	6,180	20	6,200	20,101	26,301
1964	6,694	20	6,714	20,313	27,027
1965	7,557	20	7,577	21,771	29,348
1966	8,087	240	8,327	22,438	30,765
1967	9,373	240	9,613	23,353	32,966
1968	10,711	240	10,951	24,957	35,908
1969	12,321	240	12,561	27,031	39,592
1970	14,283	240	14,523	28,293	42,816
1971	14,507	1,570	16,077	30,601	46,678

*Figures appearing for 1955 and earlier are only approximate since they have been computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for their own use.

PROGRESS IN 1973

A record in the amount of new electrical generating capacity installed within a single year was established in 1973 when a net total of 4,323 MW was brought into service, increasing Canada's total installed capacity by almost 8.7 per cent to 54,271 MW. At the end of 1973, total installed generating capacity consisted of 17,339 MW of conventional thermal, 2,666 MW of nuclear thermal, and 34,266 MW of hydro, representing 32.0 per cent, 4.9 per cent and 63.1 per cent respectively. A graph illustrating the growth of hydro and thermal generating capacity in Canada appears at the end of this section.

Thermal generation (including nuclear) totalling 2,574 MW made up 60 per cent of the new capacity and hydro-electric installations totalling 1,766 MW accounted for the remaining 40 per cent. The fourth 540 MW nuclear unit in the Pickering Ontario station raised Canada's nuclear generating capability by 25 per cent to 2,666 MW.

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1973

La mise en service, en 1973, d'une puissance de 4,323 MW, installée dans l'année, a constitué un record, avec un coefficient de croissance du potentiel au Canada de près de 8.7% et d'un total de puissance de 54,271 MW. Ce potentiel était constitué, fin 1973, des 17,339 MW des centrales thermiques classiques, des 2,666 MW des centrales thermiques nucléaires et des 34,266 MW des centrales hydroélectriques, soit respectivement 32.0%, 4.9% et 63.1% du total. Un graphique en fin de section montre la croissance de la puissance d'origine thermique et hydroélectrique au Canada.

La puissance d'origine thermique (y compris nucléaire) s'élevait à 2,574 MW, soit 60% de la nouvelle puissance, et les centrales hydroélectriques totalisaient une puissance de 1,766 MW, soit 40%. Le quatrième groupe nucléaire de 540 MW de la centrale de Pickering (Ont.) a accru de 25% le potentiel nucléaire canadien de production d'électricité et l'a porté à 2,666 MW.

TABLEAU 3

PUISSANCE DE PRODUCTION AU CANADA DE 1920 À 1971* (MW)

Année	Thermique		Total	Hydraulique	Total
	Classique	Nucléaire			
1920	300	—	300	1,700	2,000
1930	400	—	400	4,300	4,700
1940	500	—	500	6,200	6,700
1950	900	—	900	8,900	9,800
1955	2,100	—	2,100	12,600	14,700
1956	2,425	—	2,425	13,425	15,850
1957	2,651	—	2,651	14,518	17,169
1958	2,876	—	2,876	15,683	18,559
1959	3,573	—	3,573	17,536	21,109
1960	4,392	—	4,392	18,657	23,049
1961	5,072	—	5,072	19,019	24,091
1962	5,609	20	5,629	19,338	24,967
1963	6,180	20	6,200	20,101	26,301
1964	6,694	20	6,714	20,313	27,027
1965	7,557	20	7,577	21,771	29,348
1966	8,087	240	8,327	22,438	30,765
1967	9,373	240	9,613	23,353	32,966
1968	10,711	240	10,951	24,957	35,908
1969	12,321	240	12,561	27,031	39,592
1970	14,283	240	14,523	28,293	42,816
1971	14,507	1,570	16,077	30,601	46,678

Les chiffres de 1955 et des années antérieures sont approximatifs; ils résultent de l'addition des données de Statistique Canada sur les centrales productrices pour la vente, et des évaluations sur les centrales dont la production entière est destinée à leurs propres besoins.

As in recent years, the substantial increase in hydro capacity was contributed chiefly by the Churchill Falls development in Labrador which provided 84 per cent of the hydro capacity added in 1973; the remainder was installed in Manitoba and Quebec. Most provinces, as well as the northern territories, added thermal capacity; the major additions were 1,547 MW in Ontario and 617 MW in Alberta, representing 60 per cent and 24 per cent, respectively, of the total thermal additions.

Electrical energy generated in Canada during 1973 increased by 10.4 per cent to 262,139 GWh (millions of kilowatt-hours). Although, in absolute terms, the hydro generation growth of 14,976 GWh exceeded the 9,755 GWh increase in thermal generation, the percentage increase over the previous years was lower for hydro (8.4 per cent compared with 16.4 per cent for thermal). The respective totals for generation were 192,868 GWh (hydro) and 69,271 GWh (thermal). Consequently, the portion of Canada's total electrical energy production provided by hydro facilities declined to 74.0 per cent,

Comme ces récentes années, l'important accroissement de la puissance hydroélectrique provenait surtout des aménagements des chutes Churchill (Labrador), dont la puissance atteignait 84% du potentiel hydroélectrique en 1973; le complément était de sources aménagées au Manitoba et au Québec. La plupart des provinces, tout comme les territoires du Nord, ont augmenté leur puissance d'origine thermique; ainsi, l'Ontario a installé une nouvelle source de 1,547 MW et l'Alberta, une de 617 MW, soit respectivement 60% et 24% du total des adjonctions au potentiel thermique.

La production d'énergie électrique au Canada, en 1973, accrue de 10.4%, a totalisé 262,139 GWh (millions de kilowatt-heures). En termes absolus, l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques a atteint 14,976 GWh, et celui des centrales thermiques n'a atteint que 9,755 GWh; toutefois, ces dernières années, le taux de croissance des centrales hydroélectriques n'atteignait que 8.4% contre 16.4% aux centrales thermiques. Les productions totales étaient respectivement

TABLE 4
INSTALLED GENERATING CAPACITY AT DECEMBER 31, 1973 (MW)

Province/ Territory	Steam		Internal Combustion	Gas Turbine	Total Thermal	Hydro	Total
	Conven- tional	Nuclear					
Newfoundland and Labrador	347	—	56	28	431	4,300	4,731
Prince Edward Island	71	—	7	40	118	—	118
Nova Scotia	1,013	—	7	25	1,045	160	1,205
New Brunswick	619	—	8	23	650	680	1,330
Quebec	676	266	62	36	1,040	13,800	14,840
Ontario	7,897	2,400	35	364	10,696	7,008	17,704
Manitoba	423	—	23	28	474	2,169	2,643
Saskatchewan	1,086	—	33	89	1,208	567	1,775
Alberta	2,446	—	43	198	2,687	718*	3,405
British Columbia	1,136	—	142	265	1,543	4,803	6,346
Yukon	—	—	36	—	36	26	62
Northwest Territories	1	—	74	2	77	35	112
Total	15,715	2,666	526	1,098	20,005	34,266*	54,271
Net Additions 1973	1,915	540	17	102	2,574	1,749*	4,323
Percentage Increase Over 1972 ..	13.9	25.4	3.3	10.2	14.8	5.4	8.1

*Bighorn Rating Change — 18 MW reduction from 1972.

with conventional and nuclear thermal contributing 21 per cent and 5 per cent respectively.

Exports of electrical energy to the United States increased appreciably to 16,886 GWh. With 2,162 GWh of energy imported from the U.S., net export was 14,724 GWh, representing 5.6 per cent of total energy generation and an increase of 86 per cent over 1972. Primary and secondary energy supplied for consumption within Canada increased by 7.8 per cent to 247,415 GWh.

Escalation in the cost of oil fuel in 1973 and security of supply became matters of serious concern to utilities in the Maritime provinces where a significant portion of electrical generation is dependent upon imported oil — of the order of 50 per cent in New Brunswick and Nova Scotia and 100 per cent in Prince Edward Island. This is giving rise to review of long-range generation and transmission programs in the Atlantic provinces with emphasis on alternative sources of generation.

de 192,868 GWh (hydro) et de 69,271 GWh (thermique). Ainsi, la production des centrales hydroélectriques dans l'ensemble de la production canadienne d'énergie électrique a décliné à 74%, et le complément était demandé aux centrales thermiques classiques (21%) nucléaires (5%).

Les exportations d'énergie électrique aux États-Unis ont totalisé 16,886 GWh. Compte tenu des 2,162 GWh importés des États-Unis, les exportations nettes ont atteint 14,724 GWh, soit 5.6% de la production totale d'énergie et une croissance de 86% par rapport à 1972. L'énergie primaire et secondaire au Canada, avec un taux de croissance de 7.8%, a atteint 247,415 GWh.

La hausse du prix du mazout et l'assurance d'approvisionnement, en 1973, ont créé de sérieux problèmes aux services publics des provinces Maritimes où une part importante de la production d'énergie électrique dépend des importations de mazout (Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse environ 50%, et Île-du-Prince-Édouard, 100%). La situation a exigé une étude de programmes à long terme de production et de distribution de l'électricité dans ces provinces, notamment des sources d'énergie de remplacement.

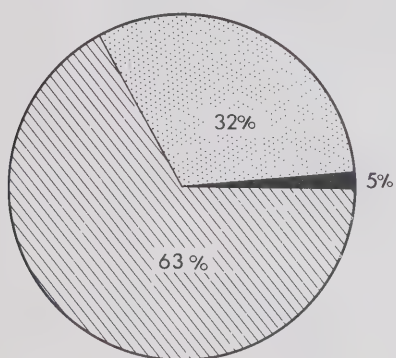
TABLEAU 4

CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 1973 (MW)

Province/ Territoire	Vapeur		Combustion interne	Turbine à gaz	Total thermique	Hydro- électrique	Total
	Classique	Nucléaire					
Terre-Neuve et Labrador	347	—	56	28	431	4,300	4,731
Île-du-Prince-Édouard	71	—	7	40	118	—	118
Nouvelle-Écosse	1,013	—	7	25	1,045	160	1,205
Nouveau-Brunswick	619	—	8	23	650	680	1,330
Québec	676	266	62	36	1,040	13,800	14,840
Ontario	7,897	2,400	35	364	10,696	7,008	17,704
Manitoba	423	—	23	28	474	2,169	2,643
Saskatchewan	1,086	—	33	89	1,208	567	1,775
Alberta	2,446	—	43	198	2,687	718*	3,405
Colombie-Britannique	1,136	—	142	265	1,543	4,803	6,346
Yukon	—	—	36	—	36	26	62
Territoires du Nord-Ouest	1	—	74	2	77	35	112
Total	15,715	2,666	526	1,098	20,005	34,266*	54,271
Chiffre net des augmentations en 1973	1,915	540	17	102	2,574	1,749*	4,323
Pourcentage de croissance par rapport à 1972	13.9	25.4	3.3	10.2	14.8	5.4	8.7

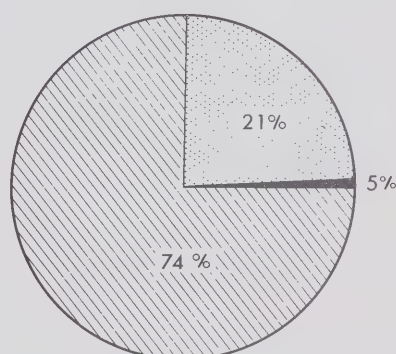
Changement de puissance à Bighorn — baisse de 18 MW par rapport à 1972.

INSTALLED GENERATING CAPACITY

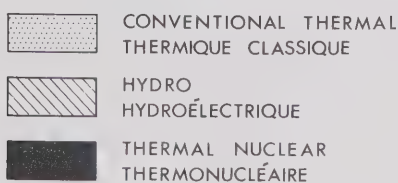


PUISSANCE INSTALLÉE

NET ENERGY GENERATION



PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE



Installed Generating Capacity and Net Energy Generation, 1973.

Puissance installée et production nette d'énergie, 1973.

PLANS FOR FUTURE EXPANSION

Canada's generating capacity is expected to expand by 6.1 per cent to 57,608 MW in 1974 with the bringing into service of 3,337 MW that will comprise 2,036 MW (61 per cent) hydro and 1,301 MW (39 per cent) conventional (fossil) thermal generation.

Ontario, with 1,110 MW of thermal capacity scheduled for initial service in 1974, will provide 85 per cent of the new (1974) thermal capacity. Three additional 475 MW units expected to be placed on line at Churchill Falls in Labrador will account for 70 per cent of the 1974 hydro installations. Other significant capacity additions include hydro and thermal capacity in British Columbia. A 30 MW hydro installation to be brought on line in the Yukon, although small by normal Canadian standards, will increase the total generating capacity in the Yukon by virtually 50 per cent to 92 MW.

Beyond 1974, total generating expansion already committed, including some for service up to 1985 is expected to add 37,290 MW to Canada's generating capacity, an increase of 60.7 per cent over the forecast installed capacity at the end of 1974 (57,608 MW), but because all installations to 1985 have not yet been committed, actual additions will likely exceed this estimate. No allowance has been made for retirement of older units since they normally have a minor effect. Of the announced future additions (including 1974), hydro represents 45.6 per cent of the total. If the growth pattern continues as currently projected, hydro-electric plants will provide approximately 56 per cent of Canada's total generating capacity at the end of 1985, while conventional thermal will supply approximately 29 per cent and nuclear thermal the remaining 15 per cent.

Capacity installations in 1973 and projections for 1974 and subsequent years (in total MW) are shown in Table 5.

A detailed summary of the 1973 and projected installations by province and station is given in the Tabular Summary Section.

PROJETS D'EXPANSION

La capacité de production d'énergie électrique au Canada devrait atteindre 57,608 MW en 1974, soit un taux de croissance de 6.1%, avec la mise en service de 3,337 MW, dont 2,036 MW (61%) de centrales hydroélectriques et 1,301 MW (39%) de centrales thermiques classiques (combustibles fossiles).

En Ontario, l'adjonction en 1974 de 1,110 MW d'origine thermique portera à 85% la nouvelle puissance des centrales thermiques. L'installation, aux chutes Churchill (Labrador), de trois groupes supplémentaires de 475 MW, portera à 70% la puissance des installations hydroélectriques en 1974. Des accroissements importants de puissance des centrales hydroélectriques et thermiques sont prévus en Colombie-Britannique. Une centrale hydroélectrique de 30 MW doit être aménagée au Yukon. Bien que de faible puissance d'après les normes canadiennes, elle portera la capacité de production à 92 MW, soit une augmentation de près de 50%.

Les projets d'accroissements de puissance après 1974 comprennent la mise en service, d'ici 1985, d'addition de 37,290 MW, soit un taux de croissance de 60.7% par rapport à la puissance prévue à la fin de 1974 (57,608 MW). Toutefois, du fait que ces projets d'installations restent à exécuter d'ici 1985, ces additions excéderont certainement les prévisions. La planification ne tient pas compte de la fermeture des centrales les plus anciennes car, en pratique, leur retrait a un effet mineur. Du total des accroissements prévus (y compris 1974) les centrales hydroélectriques représentent 45.6%. Au taux de croissance prévu, ces centrales atteindront, à la fin de 1985, environ 56% de la puissance totale de production d'énergie électrique du Canada; les centrales thermiques classiques, environ 29%, et les centrales nucléaires, 15%.

Le tableau 5 donne la capacité des installations en 1973 et les projets d'additions pour 1974 et les années suivantes (total en MW).

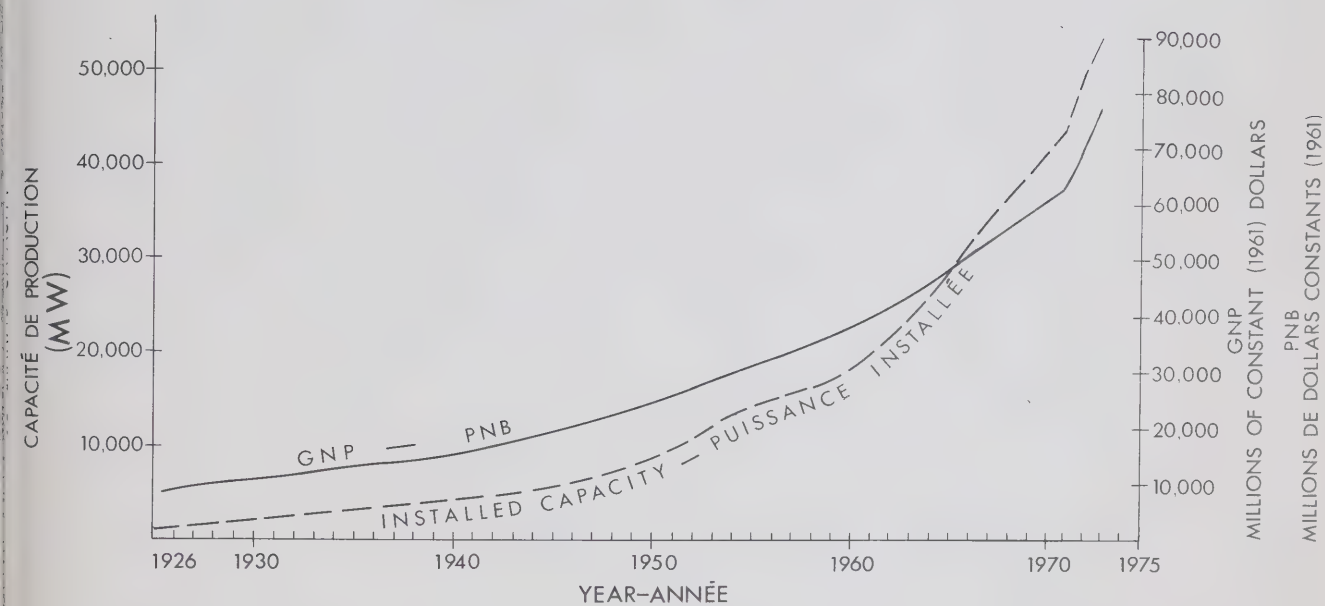
Un exposé détaillé des installations en 1973 et des projets par province et par centrale est donné au Tableau sommaire.

TABLE 5

	Conventional Thermal	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
ditions 1973 ..	2,034	540	2,574	1,749	4,323
otal End					
of 1973	17,339	2,666	20,005	34,266	54,271
lanned in 1974..	1,301	—	1,301	2,036	3,337
otal End					
of 1974	18,640	2,666	21,306	36,302	57,608
lanned after					
1974	8,588	12,197	20,785	16,505	37,290
otal Existing					
and Planned	27,228	14,863	42,091	52,807	94,898

TABLEAU 5

	Thermique classique	Nucléaire	Total thermique	Hydro- électrique	Total
Augmentation					
en 1973	2,034	540	2,574	1,749	4,323
Total, fin 1973 ..	17,339	2,666	20,005	34,266	54,271
Augmentation					
prévue pour 1974	1,301	—	1,301	2,036	3,337
Total, fin 1974 ..	18,640	2,666	21,306	36,302	57,608
Augmentation					
prévue après					
1974	8,588	12,197	20,785	16,505	37,290
Total estimatif					
avec augmenta-					
tions prévues	27,228	14,863	42,091	52,807	94,898



NP and Installed Generating Capacity, 1926-1973.

PNB et puissance installée, 1926-73.

HIGHLIGHTS BY PROVINCE

Newfoundland

Construction by Brinco at the 5,225 MW Churchill Falls hydro development in Labrador continued to dominate the scene in this province. With three 475 MW units (Units 5, 6 and 7) coming on line in 1973, the plant's capacity reached 3,325 MW in seven units, a full year ahead of original schedule. The 1,900 MW in operation in 1972 established the plant as the largest hydro plant in Canada and the latest additions have made it the largest individual hydro station in North America. Three additional 475 MW units in 1974 and a fourth in 1975 will add still another 1,900 MW for a total of 5,225 MW in eleven units. Virtually all of the Churchill Falls energy is sold to Hydro Quebec, and is delivered to the Hydro Quebec system via 735 kV transmission. To match the rapid plant construction program, erection and stringing of the third 735 kV line from the Churchill Falls hydro station to the Labrador-Quebec border was completed in 1973; construction of this third line posed special problems to avoid the dangers of induced voltage from the two adjacent in-service transmission lines. Because of the advanced schedule at Churchill Falls some water flow was diverted from the smaller Twin Falls plant to the main Churchill Falls development reservoir for more efficient use at the higher head Churchill Falls plant.

Downstream of Churchill Falls, Brinco has undertaken feasibility studies in respect to the projected 1,800 MW development at the Gull Island site. Additional sites could be developed on the Lower Churchill and adjacent rivers to substantially increase the available capacity. The provincial government commissioned a study to determine the feasibility of transmitting energy from Labrador to the Island of Newfoundland, across the Straits of Belle Isle, and this study was scheduled for completion early in 1974. The government of Newfoundland has indicated a strong preference that energy from future development of the Churchill River in Labrador be used in Newfoundland rather than exported from the province. The Island is expected to require additional power by 1977-1978 to meet load growth, and the alternative to transmitting power from the Lower Churchill would be additional "on Island" thermal generation and some further, though limited, development of hydro.

Substantial expansion in "on Island" generating facilities in recent years was sufficient to meet the needs at present and for several more years. Although no new expansion was under way on the Island in 1973, construction continued on a second 230 kV connection

REVUE PAR PROVINCE

Terre-Neuve

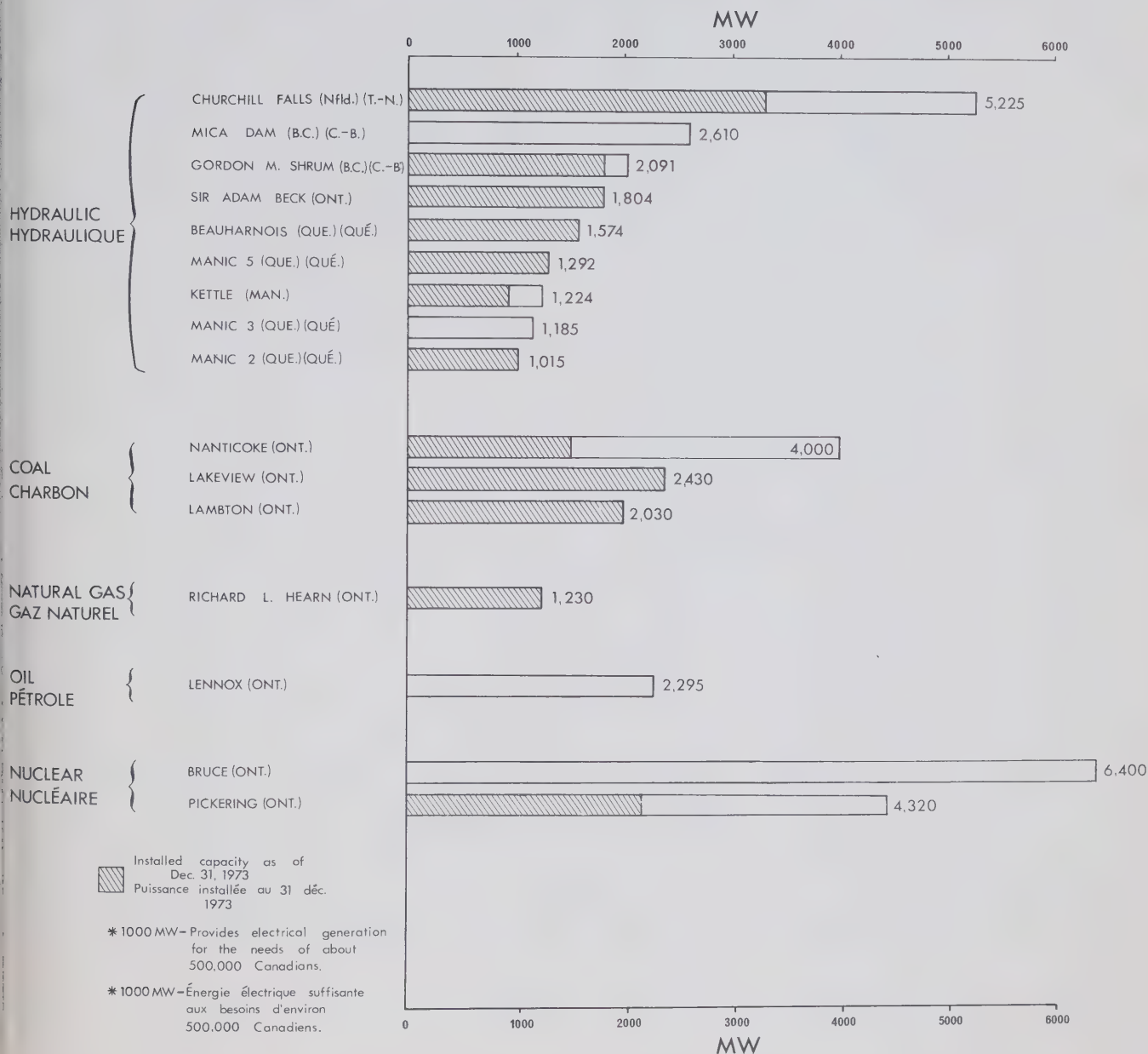
L'aménagement par la *Brinco* du complexe hydroélectrique de 5,225 MW aux chutes Churchill (Labrador) demeure l'entreprise dominante dans la province. Les trois groupes de 475 MW (groupes 5, 6 et 7) installés en 1973 ont donné à la centrale, avec sept groupes, une puissance de 3,325 MW, une année avant la date prévue. Les 1,900 MW, mis en service en 1972, en ont fait la centrale la plus puissante au Canada, et des additions ultérieures l'ont placée au premier rang en Amérique du Nord. L'installation de trois groupes de 475 MW, en 1974, et d'un quatrième, en 1975, donneront les 1,900 MW complémentaires à la puissance totale de 5,225 MW des 11 groupes. L'énergie du complexe de Churchill est en général vendue à l'Hydro-Québec et distribuée par un réseau de transport de 735 kV. Dans le programme accéléré d'aménagements de centrales, l'installation de la troisième ligne de transport de 735 kV entre le complexe de Churchill et la frontière Labrador-Québec, a été achevée en 1973. Sa construction a posé des problèmes spéciaux du fait des risques d'induction de tension de deux lignes contiguës de transport. La progression rapide des travaux aux chutes Churchill a amené les constructeurs à détourner une partie des eaux de la petite centrale de Twin Falls vers le grand réservoir des chutes Churchill, afin d'accroître l'efficacité de la haute chute à la centrale de Churchill.

En aval des chutes Churchill, la *Brinco* a entrepris des études concernant un projet de construction d'une centrale de 1,800 MW sur l'île Gull. Des sources d'énergie pourraient être aménagées sur le cours inférieur du fleuve Churchill et des rivières voisines afin d'accroître considérablement la puissance disponible. Le gouvernement provincial a ordonné l'étude d'un projet de transport d'énergie du Labrador à l'île de Terre-Neuve, par le détroit de Belle-Isle; cette étude devait être terminée au début de 1974. Le gouvernement de Terre-Neuve préfère l'utilisation à Terre-Neuve de l'énergie future de centrales hydroélectriques sur le fleuve Churchill, à une exportation hors de la province. Face à une progression de consommation, l'île aura certainement besoin d'énergie additionnelle vers 1977-78. La solution au problème du transport d'énergie électrique, à partir du cours inférieur du Churchill, serait l'addition de centrales thermiques «dans l'île» et quelques aménagements de sources hydroélectriques.

La production des centrales installées «dans l'île», ces dernières années, semble suffisante pour faire face aux besoins de plusieurs années. Bien qu'aucune source additionnelle n'ait été installée en 1973, la mise en service

between the Baie d'Espoir hydro development and the west coast of the Island. Some 85 miles of 230 kV transmission were completed in 1973 from a new switching station at Buchans to the Bottom Brook terminal.

d'une seconde ligne de transport de 230 kV est en cours, de la centrale hydroélectrique de Baie d'Espoir à la côte ouest de l'île. Une ligne de transport de 230 kV, d'environ 85 milles, du terminal de Bottom Brook au nouveau poste de manœuvre de Buchans, a été installée en 1973.



Installed Generating Capacity of Stations in Canada Exceeding 1,000 MW (stations capable of multi-fuel firing are shown under their primary fuel source).

Puissance installée des centrales de plus de 1,000 MW au Canada (les centrales à source d'énergie de plusieurs combustibles sont inscrites sous la principale source).

Prince Edward Island

Maritime Electric Company Limited installed the only new capacity in Prince Edward Island in 1973, namely a 25 MW gas turbine at Borden, raising that station's total capacity to 39 MW. A short 69 kV line was constructed to interconnect the Borden plant with the existing 69 kV system at Albany. Energy growth on the Maritime Electric system was 11.8 per cent over the previous year but is not expected to reach that level in 1974 due to substantial increases in energy costs resulting from soaring fuel costs.

With all electric energy on the Island generated from oil-fired stations, the province is particularly vulnerable to the escalation of oil prices, which tripled between September 1973 and February 1974. A proposed cable interconnection with mainland utilities with access to electric energy from nuclear sources is the province's only hope of escaping its present total dependency on oil for electrical generation.

Nova Scotia

In 1973, the operations of the Nova Scotia Light and Power Company Limited and the Nova Scotia Power Commission were integrated into a single utility, the Nova Scotia Power Corporation, following provincial government purchase of all outstanding shares of the investor-owned utility in 1972.

The 100 MW oil-fired unit at Tufts Cove was recommissioned in 1973. This unit was placed in service in December 1972, but problems with turbine blades caused a temporary shutdown pending blade replacement. A further 150 MW extension is planned for 1976 to increase the total plant capacity to 350 MW. Completion of a second unit at Point Tupper, rated at 150 MW, represented the province's largest source of new energy in 1973. A high-pressure steam interconnection between this plant's two units enables them to supply process steam to the adjacent Canadian General Electric heavy water plant.

A second 138 kV transmission line through Cape Breton was completed during 1973 and construction was started on a 138/230 kV line from Sackville to Liverpool. Expansion of the Sydney steel plant, which will require significant new quantities of energy, has given rise to consideration of a third 138/230 kV line through Cape Breton from the Strait area to Sydney. Reinforcement of the existing interconnection of the power systems of New Brunswick and Nova Scotia is under study with consideration being given to 345 kV for this purpose.

Île-du-Prince-Édouard

La *Maritime Electric Company Limited* a installé, en 1973, une turbine à gaz de 25 MW à Borden, seule nouvelle source de production d'énergie dans l'Île-du-Prince-Édouard; la puissance de la centrale atteint 39 MW. Une nouvelle ligne de transport de 69 kV relie la centrale de Borden au réseau de même tension d'Albany. Le taux de croissance de production d'énergie de *Maritime Electric* a atteint 11.8% par rapport à l'année précédente, mais ce taux ne devrait pas être atteint en 1974, du fait de la hausse des coûts de production provoquée par les prix élevés des combustibles.

La production électrique de l'île dépend entièrement de centrales thermiques à mazout. La province est donc très touchée par la hausse des produits pétroliers, dont les prix ont triplé de septembre 1973 à février 1974. Le projet d'un câble de transport relié aux services publics du continent permettrait à la province de bénéficier de l'énergie électrique des centrales nucléaires et d'échapper à la totale dépendance d'une production à partir du pétrole.

Nouvelle-Écosse

La *Nova Scotia Light and Power Company Limited* et la *Nova Scotia Power Commission* forment, depuis 1973 un seul service public, la *Nova Scotia Power Corporation*, à la suite de l'achat aux actionnaires, par le gouvernement provincial, en 1972, de la totalité des titres.

La centrale thermique à mazout de Tufts Cove, de 100 MW, a été remise en service en 1973. Son installation date de décembre 1972, mais une défectuosité des pales de turbine et leur remplacement avaient provoqué une fermeture temporaire. Une augmentation de puissance de 150 MW, prévue pour 1976, portera la capacité de la centrale à 350 MW. La mise en service d'un second groupe à Point Tupper, d'une puissance de 150 MW, constitué la source de production la plus puissante installée dans la province en 1973. Une conduite de vapeur à haute pression relie cette centrale et les deux groupes, alimente en vapeur l'installation contiguë d'eau lourde de la Compagnie Générale Électrique du Canada Limitée.

Une seconde ligne de transport de 138 kV, à travers l'île du Cap-Breton, a été achevée en 1973 et la construction d'une ligne de 138/230 kV, entre Sackville et Liverpool, est en cours. En prévision des besoins additionnels de l'aciérie de Sydney après son extension, une troisième ligne de 138/230 kV est projetée à travers le Cap-Breton, du détroit à Sydney. Ce projet à l'étude prévoit l'installation d'une ligne de 345 kV pour renforcer l'interconnexion entre les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.



11.2 MW hydro station at Lequille, N.S., was completed in 1968 and is housed in a replica of an old French grist mill.

Centrale hydroélectrique de 11.2 MW à Lequille (N.-É.), 1968, réplique d'un ancien moulin français.



In the centre is Tupper thermal generating station, the largest in Nova Scotia.

Centrale thermique de Tupper, la plus puissante Nouvelle-Écosse.

New Brunswick

Although no new electric generating capacity was brought on line in 1973, construction of a major oil-fired thermal plant at Coleson Cove near Saint John is well under way. Further hydro expansion was initiated and serious planning was continued relative to the introduction of nuclear generation in the not-too-distant future.

Power supply to meet present local demands is partly secured by a purchase agreement with Hydro Quebec covering the period 1971-1976 involving more than 11,000 GWh of surplus energy that is made available by the Churchill Falls development in Labrador.

New generating capacity to meet New Brunswick's needs by 1976 is now under construction at Coleson Cove. This new plant, which will provide 315 MW of new capacity in 1975 and a further 630 MW in 1976, in three relatively large economical generating units, was made possible nearly ten years in advance of nor-

Nouveau-Brunswick

Aucune nouvelle centrale électrique n'a été installée en 1973. Toutefois, une puissante centrale thermique à mazout est en cours de construction à Coleson Cove, près de Saint John. Des aménagements hydroélectriques sont en cours et la planification de l'installation prochaine d'une centrale nucléaire avance.

Les besoins locaux actuels en électricité sont partiellement assurés aux termes d'un accord d'approvisionnement avec l'Hydro-Québec, pour la période de 1971 à 1976, avec un surplus de plus de 11,000 GWh du complexe de Churchill Falls.

Une nouvelle centrale en construction à Coleson Cove fonctionnera en 1976. Ses trois groupes importants de générateurs économiques fourniront 315 MW en 1975, plus 630 MW en 1976. Un accord avec un consortium de services publics de la Nouvelle-Angleterre a permis cette installation, avec près de dix ans d'avance, sur une



Coleson Cove thermal station, New Brunswick.

Centrale thermique de Coleson Cove (N.-B.).

mal system capability through an agreement with a consortium of New England utilities. Under this agreement, the New England utilities will receive 400 MW of capacity and energy for a period of ten years beginning in 1976; in 1986, this 400 MW will revert to New Brunswick, at which time the province's power system is expected to be large enough to absorb the capacity and energy involved. A new 345 kV transmission system is being developed which will provide the system backbone for the next two decades. The first 345 kV line being constructed between Coleson Cove and Keswick (near Fredericton) will have a capacity of 500 MW; two such circuits will be tied into Moncton and, if required, similar circuits will be built between New Brunswick and interconnecting systems.

At the Mactaquac hydro plant on the Saint John River, provision had been made in the initial planning for two additional units (Units 5 and 6) for energy production during high spring flows and for peaking service. Installation of Unit 5 (110 MW) has now commenced and is scheduled for completion in 1975. Scheduling of the sixth unit awaits further growth of peaking capacity requirements in the province or on neighbouring systems.

In view of the unsettled price situation for oil supplies and the province's growing dependency on thermal energy, the province announced plans to build a nuclear plant of the CANDU type which offers the brightest hope and environmentally least offensive source of base load generation at moderate and stable unit costs. The New Brunswick Electric Power Commission has indicated that if agreements with the federal government and Quebec can be completed successfully, the province will proceed quickly with its first nuclear power plant. If arrangements can be concluded for Nova Scotia and Prince Edward Island participation, the station will contain two units.

The Commission has begun a study to determine the amount of coal that can be economically mined in New Brunswick. If adequate coal supplies are located, it is possible that the 100 MW oil-fired station at Dalhousie (which was designed but not equipped for coal-firing) will be converted to coal.

réalisation normale d'un tel système. Aux termes de l'accord, les services publics recevront 400 MW pendant dix ans, à compter de 1976, puis, en 1986, ces 400 MW bénéficieront au Nouveau-Brunswick car, à cette époque, son réseau de transport sera assez vaste pour recevoir cette énergie. Un quadrillage de lignes de transport de 345 kV, en cours d'installation, formera la structure d'un réseau pour les 20 prochaines années. La première ligne de 345 kV, en construction de Coleson Cove à Keswick (près de Fredericton), aura une capacité de 500 MW. Deux circuits de ce type relieront Moncton et, si nécessaire, des circuits similaires relieront le Nouveau-Brunswick à des réseaux interconnectés.

A la centrale hydroélectrique de Mactaquac sur la rivière Saint-Jean, les constructeurs ont prévu l'adjonction de deux groupes (groupes 5 et 6) afin de bénéficier des hautes eaux du printemps et d'assurer la consommation de pointe. La construction entreprise du groupe 5 (110 MW) doit être achevée pour 1975. Le groupe 6 sera installé si l'approvisionnement de pointe dans la province l'exige ou celui des réseaux limitrophes.

Face à l'instabilité des prix du pétrole et du fait de sa dépendance en énergie des centrales thermiques, la province a planifié la construction d'une centrale nucléaire de type CANDU, à l'avenir prometteur, aux effets nocifs réduits sur l'environnement, et dont les coûts de production de l'unité demeurent stables et modérés. La *New Brunswick Electric Power Commission* a indiqué que la réalisation des accords avec le gouvernement fédéral et le Québec permettront à la province de procéder rapidement à la construction de sa première centrale nucléaire. La participation de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard assurée, l'installation comprendra deux groupes.

La Commission a entrepris dans la province la quantification des réserves de charbon exploitables économiquement. Si les réserves de charbon le permettent, la centrale à mazout, de 100 MW, à Dalhousie, conçue pour une alimentation au charbon, mais non appareillée pour cette source, pourrait être reconvertie.

Quebec

Commissioning of three 475 MW units at the Churchill Falls plant in Labrador, with virtually all of the energy being purchased by Hydro Quebec, has provided Quebec with a substantial portion of its additional power needs over the short term. Accordingly, the province has been able to plan generation expansion on a longer-term basis than would otherwise be the case; consequently, in-province completions in 1973 were limited to a net gain of 35,075 kW in hydro capacity and a small thermal increase of 5,847 kW.

Over the short term, Churchill Falls will provide Quebec with an additional 1,900 MW of hydro-electric capacity, 1,425 MW to come on line in 1974 and the remaining 475 MW in 1975. Construction of the Manicouagan-Outardes hydro complex will be completed by 1978, at which time an additional 1,640 MW will have been developed at two sites — Manic 3 and Outardes 2. In thermal power, Hydro Quebec has scheduled a 90 MW gas turbine plant for 1977 at Figury in Quebec's Abitibi region and a 12 MW addition at Cap-Aux-

Québec

Constitué de trois groupes de 475 MW, le complexe hydroélectrique de Churchill Falls, dont virtuellement l'énergie est achetée par l'Hydro-Québec, a fourni, à court terme, au Québec, une part importante des besoins complémentaires de la province. La province a pu ainsi planifier à long terme une extension de sa production d'énergie électrique mais, par voie de conséquence, les installations achevées dans la province, en 1973, n'ont apporté qu'une puissance additionnelle de 35,075 kW et une légère augmentation de la production thermique de 5,847 kW.

A court terme, le complexe de Churchill Falls aura une puissance additionnelle de 1,900 MW, soit un complément de 1,425 MW en 1974 et 475 MW en 1975. La construction du complexe hydroélectrique de Manicouagan—Outardes s'achèvera en 1978, et Manic 3 et Outardes 2 fourniront 1,640 MW additionnels. En centrales thermiques, l'Hydro-Québec a planifié la mise en service d'une centrale à turbine à gaz de 90 MW, en 1977, à Figury dans la région de l'Abitibi, et d'une addition de



La Gabelle generating station on the St. Maurice River (Quebec).

Centrale de La Gabelle, rivière Saint-Maurice (Québec).

Meules for 1974. The largest thermal addition currently committed is a 637 MW nuclear unit for service in 1978 at the Gentilly plant. To be known as Gentilly II, this unit will augment the 250 MW nuclear unit (Gentilly I) commissioned in 1971.

To meet Quebec's electricity needs after 1978, the province is launching, in the James Bay region, what is promising to become the continent's largest hydro-electric complex. Work has already started on the first phase of development known as the La Grande complex. Construction plans through to 1985 currently envisage four main dams, four powerhouses, twelve spillways, six control structures and 80 miles of dykes, with associated reservoirs to store and divert water from the Caniapiscau, Grande Baleine and Opinaca Rivers to the La Grande River. The four proposed powerhouses will span a 300-mile reach of the La Grande River and develop the entire 1,245 feet of head upstream of its mouth. The four stations, designated LG-1 through LG-4, are expected to have a combined generating capacity of 10,776 MW, almost half of which (5,328 MW) will be developed between 1980-1982 at LG-2 in sixteen 333 MW units. The other three plants are currently scheduled for service between 1982 and 1985, and are expected to produce 1,185 MW, 1,860 MW and 2,403 MW.

12 MW, à Cap-aux-Meules, en 1974. Un vaste projet de complément de production thermique comprendra la mise en service, en 1978, à la centrale de Gentilly, d'un groupe nucléaire de 637 MW. Appelé Gentilly II, ce groupe complètera celui de Gentilly I, de 250 MW installé en 1971.

Face à ses besoins en électricité après 1978, la province de Québec a planifié l'aménagement dans la région de la baie James du plus vaste complexe hydroélectrique du continent. La phase d'aménagement du complexe de La Grande est commencée. Les plans de construction, planifiés jusqu'en 1985, comprennent quatre grands barrages, quatre centrales, douze vannes, six éléments de contrôle et 80 milles de digues, outre des réservoirs de retenue des eaux et des canaux de dérivation vers La Grande Rivière, des rivières Caniapiscau, de la Grande Baleine et Opinaca. Les quatre centrales projetées seront échelonnées sur 300 milles sur le cours de La Grande Rivière et recevront l'énergie motrice développée de 1,245 pieds de dénivellation des eaux de la rivière jusqu'à son embouchure. Désignées LG-1, LG-2, LG-3 et LG-4, les quatre centrales totaliseront une puissance combinée de 10,776 MW, dont 50% environ (5,328 MW), à LG-2, avec 16 groupes de 333 MW, seront mis en service entre 1980 et 1982. Les trois autres centrales doivent entrer en service entre 1982 et 1985, à une puissance de 1,185 MW, 1,860 MW et 2,403 MW.



Rapides des Îles generating station on the Ottawa River. It is connected to the western portion of the Hydro Quebec system.

Centrale de Rapides-des-Îles, rivière des Outaouais. Une ligne de transport la relie à la partie ouest du réseau de l'Hydro-Québec.

To augment the La Grande phase of development, studies are being conducted to assess the economic feasibility of a Phase 2 program which would involve the harnessing of the Rupert, Broadback, Nottaway and Eastmain Rivers, located south of the La Grande River basin.

In November 1973 the James Bay Native People's Association petitioned the Quebec Superior Court for an injunction to prevent the James Bay Development Corporation from proceeding with development of the region until the province has obtained surrender of native rights. This litigation remained unsettled at the end of 1973.

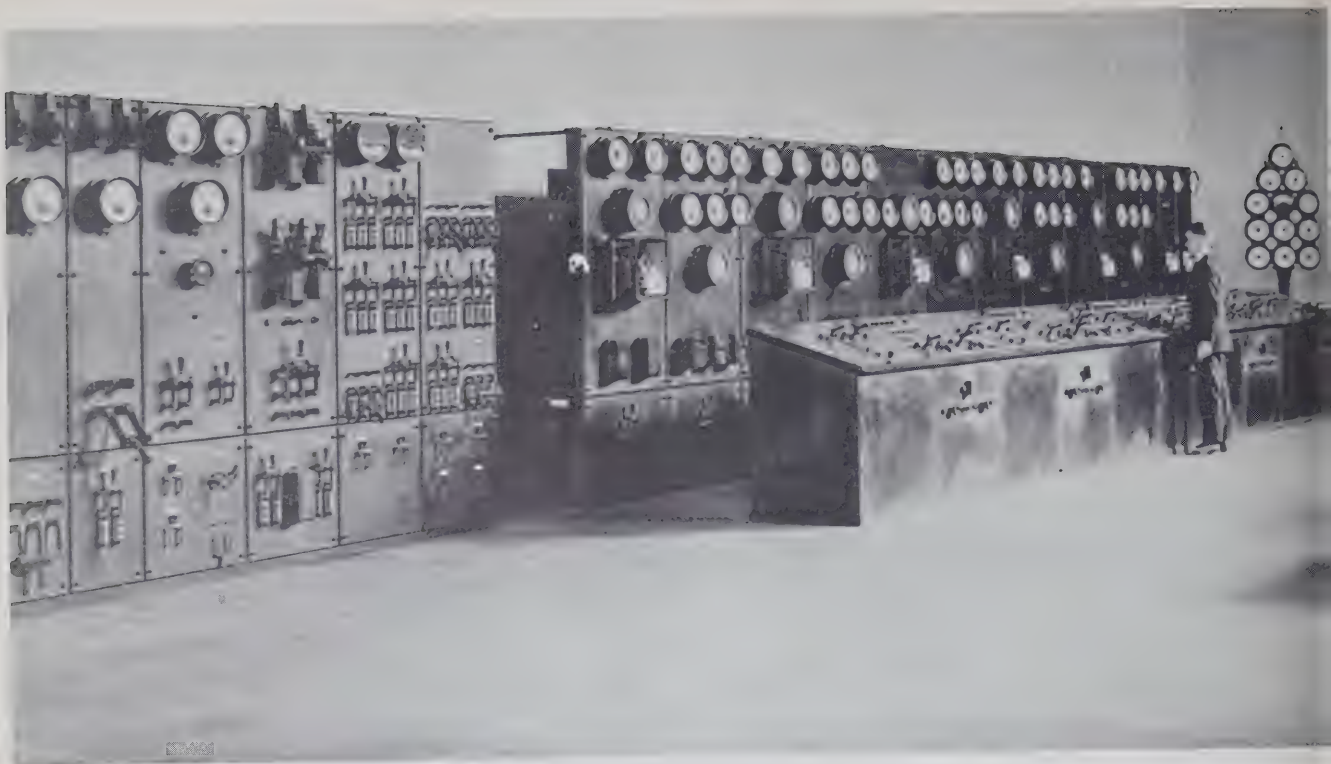
Afin d'activer la phase d'aménagement de La Grande, la recherche a entrepris des études de probabilité d'une réalisation économique du programme Phase 2, qui comprendrait l'aménagement des rivières Rupert, Broadback, Nottaway et Eastmain, du bassin hydrographique de La Grande Rivière.

En novembre 1973, l'Association des autochtones de la baie James a demandé à la Cour suprême du Québec l'émission d'une injonction d'interdiction contre la Société de développement de la baie James, de poursuivre les travaux, tant que la province n'aura pas obtenu des populations de la région une renonciation à leurs droits. A la fin de 1973, le litige demeurait.



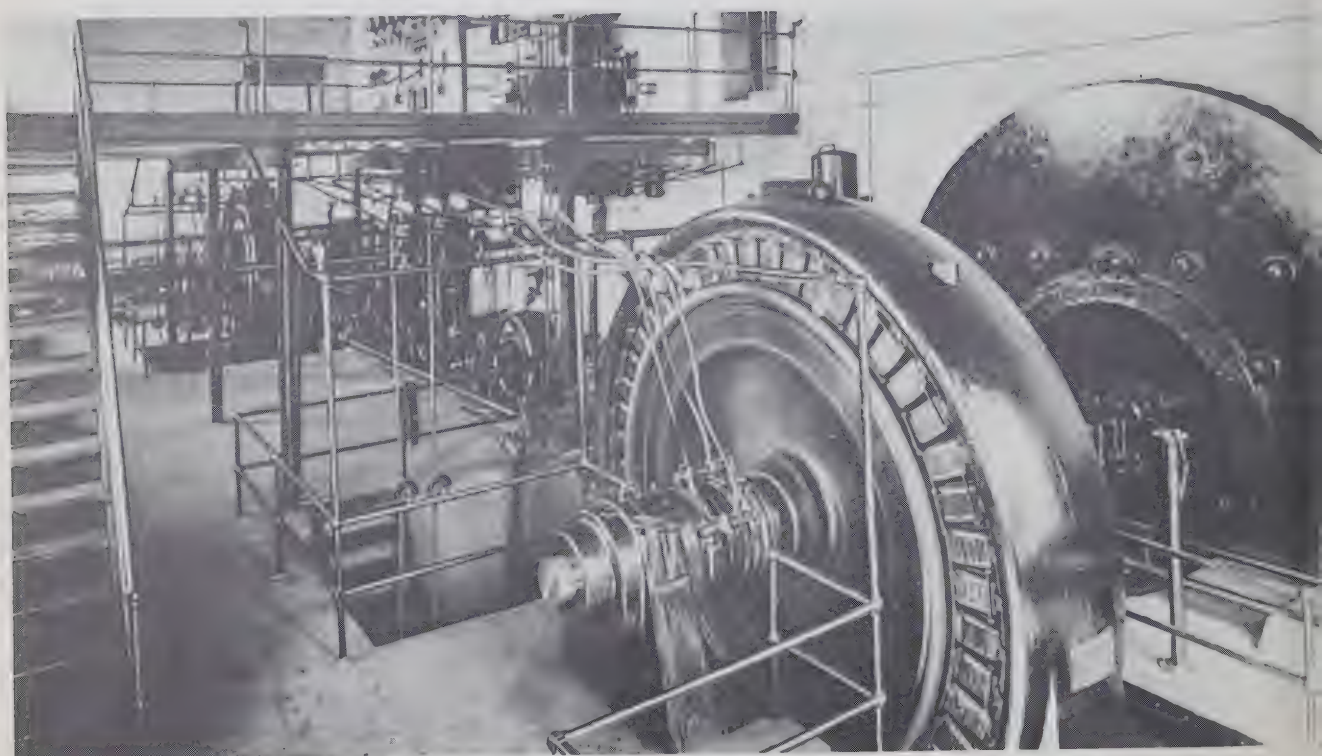
Interior of Rapides des Îles station. Total capacity is 146.52 MW.

Intérieur de la centrale de Rapides-des-Îles. Puissance de 146.52 MW.



Control room at Grand'Mère generating station on the St. Lawrence River, 1929.

Salle des commandes à la centrale de Grand'Mère fleuve Saint-Laurent, 1929.



St. Gabriel generating station on the Jacques Cartier River, 1930. It was taken out of service in 1964.

Centrale de Saint-Gabriel, rivière Jacques-Cartier, 1930. Mise hors service en 1964.

Ontario

Ontario's total electric generating capacity soared to 17,704 MW at the end of 1973 with the bringing into service of 1,547.5 MW of thermal capacity. Similar large increases are expected to continue in future years with 1,100 MW of thermal (fossil-fueled) capacity being forecast for 1974, while a total of 17,406 MW has been committed for 1975 and subsequent years. Of the total of 18,506 MW committed for 1974 and beyond, 72.5 per cent (11,560 MW) will be nuclear, 37 per cent (6,843 MW) conventional (coal and oil-fired) thermal, and 0.5 per cent (103 MW) hydro.

Purchased power contracts increased in 1973 by 850 MW, with 800 MW purchased from Hydro Quebec and 50 MW from Manitoba Hydro. Primary peak requirements of Ontario Hydro increased to 13,606 MW, exceeding the 1972 peak by 6.8 per cent.

Additions to Ontario Hydro's system in 1973 included the fourth 540 MW nuclear unit and the sixth 7.5 MW combustion turbine unit at the Pickering station on Lake Ontario. This station now has a total generating capacity of 2,205 MW, second only in size to the 2,430 MW Lakeview station; however, another four 540 MW nuclear units at Pickering, which have been approved, will raise the installed capacity at this station to 4,365 MW (4,320 MW nuclear, 45 MW gas turbine). In 1973 the Pickering plant set the pace for the world's nuclear plants; over the twelve months the four CANDU units achieved net capacity factors of 93 per cent, 90 per cent, 86 per cent and 70 per cent, and supplied a total of 14,278 GWh which was about 18 per cent of Ontario Hydro's primary energy requirements. The nearest nuclear competitors in output were two plants in the United States each of which supplied about 10,000 GWh. Pickering's 1973 output was the equivalent of approximately 5,500,000 tons of coal burned in conventional plants.

The remaining capacity installed in 1973 was at Nanticoke, on Lake Erie, where the second and third 500 MW coal-fired units were brought on line. Nanticoke's ultimate capacity, totalling 4,000 MW, is scheduled for completion by 1977.

Other installations scheduled for service in 1974 and later include: eight 800 MW (nominal) nuclear units and four 12 MW gas turbine units at the Bruce station on Lake Huron; four 500 MW oil-fired units at Wesleyville; four 573.75 MW oil-fired units at the Lennox station on Lake Ontario; and a 3,000 MW (nominal) nuclear station at Darlington. The only hydro-electric projects currently scheduled for development in Ontario

Ontario

La capacité totale de production d'électricité de l'Ontario a atteint 17,704 MW à la fin de 1973, par suite de l'addition de 1,547.5 MW d'origine thermique. Les augmentations de puissance des centrales thermiques (à combustibles fossiles), dont une de 1,100 MW en 1974, formeront un total de 17,406 MW vers 1975 et les années suivantes. De la puissance totale de 18,506 MW fixée pour 1974 et les années suivantes, 72.5% (11,560 MW) proviendront des centrales nucléaires, 37% (6,843 MW) des centrales classiques (charbon et mazout) et 0.5% des centrales hydroélectriques (103 MW).

Les achats par contrats d'énergie électrique ont atteint 850 MW, en 1973, dont 800 MW à l'Hydro-Québec et 50 MW à l'Hydro-Manitoba. La demande aux heures de pointe, de puissance primaire de l'Hydro-Ontario, passée à 13,606 MW, a augmenté de 6.8% par rapport à 1972.

L'Hydro-Ontario a installé, en 1973, un quatrième groupe nucléaire de 540 MW et un sixième à turbine à gaz de 7.5 MW à la centrale de Pickering sur le lac Ontario. Ces adjonctions ont porté la puissance de la centrale à 2,205 MW, dont seule, avec 2,430 MW, la centrale de Lakeview a une puissance supérieure, mais les quatre groupes nucléaires de 540 MW, prévus à Pickering, en porteront la puissance à 4,365 MW (4,320 MW des groupes nucléaires et 45 MW des turbines à gaz). En 1973, la centrale de Pickering avait la puissance la plus élevée des centrales nucléaires au monde; au cours de 12 mois, les quatre groupes CANDU ont fourni un coefficient de puissance nette de 93%, 90%, 86% et 70%, et une production de 14,278 GWh, soit 18% environ des besoins en énergie primaire de l'Hydro-Ontario. La production la plus proche de centrales nucléaires a été celle de deux centrales américaines, d'environ 10,000 GWh chacune. La production de la centrale de Pickering, en 1973, équivalait sensiblement à celle obtenue de la combustion de 5,500,000 tonnes de charbon dans les centrales classiques.

Nanticoke, sur le lac Érié, a reçu le complément de la puissance installée en 1973, avec la mise en service des deuxième et troisième groupes thermiques à charbon, de 500 MW. La centrale totalisera 4,000 MW d'ici 1977.

Les installations projetées pour 1974 et les années suivantes comprennent: huit groupes nucléaires d'une puissance nominale de 800 MW et quatre groupes à turbines à gaz de 12 MW, à la centrale Bruce sur le lac Huron; quatre groupes de 500 MW, au mazout, à Wesleyville; quatre groupes de 573.75 MW, au mazout, à la centrale de Lennox sur le lac Ontario; et une centrale nucléaire

are a 78 MW plant at Arnprior on the Madawaska River, which is expected to be operational by 1976, and a 25 MW unit on the Great Lakes Power Company system at Andrews Falls in 1975.

In June 1973 it was announced that Ontario intends to exercise its option to purchase the first two 400 ton/year units of the Bruce heavy water plant from Atomic Energy of Canada for \$253 million, and construct two additional units. Four more such units are under consideration. These, in total, are intended to secure for Ontario Hydro an adequate supply of heavy water, essential to the massive program of nuclear generation that it has under commitment or consideration.

Manitoba

Construction of hydro-electric sites on the Nelson River promises to provide Manitoba with its main source of new capacity for the present and for some years to come. The province's energy picture was a bright one in 1973, with sufficient capacity available to permit the sale of 100 MW of surplus capacity to Ontario, a like amount to Saskatchewan, and increases in short-term sales to the United States.

In 1973, three 102 MW units were installed in the Kettle hydro station on the Nelson River, increasing that plant's total installed capacity to 918 MW in nine units. The plant's ultimate capacity of 1,224 MW will be operational by late 1974, at which time it will represent 40 per cent of the province's generating capacity. Power from this station is transmitted southward by an HVDC transmission system to a terminal station near Winnipeg. The Kettle station is also connected to Manitoba's northern area via alternating current transmission facilities.

At the head of the Nelson River at the outlet of Lake Winnipeg, a regulation project is under way aimed at regulation of Lake Winnipeg by late 1974. In conjunction with the regulating facilities, a six-unit, 168 MW hydro plant (Jenpeg) is scheduled for completion in 1977 with initial service in 1976. On the Lower Nelson River, construction of the ten-unit, 980 MW Long Spruce hydro plant was commenced. This new plant and the existing Kettle and Kelsey developments will benefit from regulation of Lake Winnipeg. Several additional sites on the Nelson River are being considered. To further increase and stabilize flows to these and future developments on the Nelson River, construction of works to divert a portion of the Churchill River flow

d'une puissance nominale de 3,000 MW, à Darlington. Les centrales hydroélectriques projetées en Ontario comprennent l'installation d'une usine de 78 MW, à Arnprior, sur la Madawaska, planifiée pour 1976, et d'un groupe de 25 MW du réseau de la *Great Lakes Power Company*, aux chutes Andrews, en 1975.

En juin 1973, la province de l'Ontario a annoncé son intention de réaliser son option d'achat des deux premiers groupes, d'une production annuelle de 400 tonnes, de l'usine d'eau lourde Bruce, au coût de 253 millions de dollars, à L'Énergie atomique du Canada, Limitée, et d'y installer deux autres groupes; quatre autres sont projetés afin d'assurer à l'Hydro-Ontario le potentiel d'eau lourde, élément fondamental à la réalisation du vaste programme de production d'énergie nucléaire que la province a entrepris ou projeté.

Manitoba

L'aménagement des sources hydrauliques sur le fleuve Nelson constitue, au Manitoba, un immense potentiel d'accroissement de puissance d'énergie pour les prochaines années. La puissance de production dont disposait la province en 1973 lui a permis de vendre un excédent d'énergie de 100 MW à l'Ontario et 100 MW à la Saskatchewan, et d'accroître ses exportations à court terme aux États-Unis.

En 1973, trois groupes de 102 MW, installés à la centrale hydroélectrique de Kettle sur le fleuve Nelson, en ont porté la puissance à 918 MW répartis en neuf groupes. La centrale aura en service une puissance de 1,224 MW vers la fin de 1974, soit 40% de la capacité de production d'énergie électrique de la province. L'énergie de cette centrale est transportée vers le Sud par une ligne de force à courant continu à haute tension jusqu'à un relai proche de Winnipeg. Un réseau de transport à courant alternatif relie la centrale de Kettle au nord du Manitoba.

À la source du fleuve Nelson, à la décharge du lac Winnipeg, un aménagement de régularisation du lac sera achevé vers la fin de 1974. Ce projet comprend, en outre, l'installation d'une centrale hydroélectrique de 168 MW, à six groupes (Jenpeg), planifiée pour 1977 avec un début de mise en service en 1976. Sur le cours inférieur du Nelson, à Long Spruce, une centrale hydroélectrique de 980 MW, à dix groupes, est en cours d'installation. Comme à Kettle et à Kelsey, la centrale se trouvera sur le parcours de la régularisation du lac Winnipeg. Plusieurs aménagements sur le fleuve Nelson sont à l'étude. Afin de contrôler les eaux, sources d'énergie de ces complexes et des installations futures sur le Nelson, le projet comprend un canal de dérivation d'un

into the lower Nelson River via Southern Indian Lake was also under way; this diversion channel, through the Rat and Burntwood River systems, offers four potential hydro sites totalling 731 MW (nominal).

In a number of communities throughout rural Manitoba small local thermal (diesel) generating stations were supplanted by supply from the main Manitoba Hydro system, and in 19 other localities additional diesel generating capacity was added. The new diesel capacity installed totalled 3,620 kW but a total of 3,450 kW was removed, leaving a net increase of only 170 kW.

partie des eaux du fleuve Churchill vers le cours inférieur du Nelson, via le lac sud des Indiens. Ce canal, à travers le réseau hydrographique des rivières Rat et Burntwood, permettra l'aménagement de quatre sources, d'un potentiel hydroélectrique de 731 MW (nominaux).

Le service Hydro-Manitoba a absorbé les petites centrales thermiques (diesel) de bon nombre de localités rurales au Manitoba. Dans 19 autres localités, les centrales ont reçu un complément de puissance diesel. Cette addition de potentiel totalisait 3,620 kW, mais l'élimination de 3,450 kW a ramené l'accroissement de puissance à 170 kW.



Manitoba is undertaking extensive dredging to improve water flow through Outlet Lakes north of Winnipeg.

Travaux de dragage des déversoirs des lacs Outlet, au nord de Winnipeg (Man.).

Saskatchewan

Saskatchewan's present load growth is being met by thermal capacity. A 150 MW thermal unit was commissioned at the Boundary Dam station (near Estevan) in mid-1973, increasing the station capacity to 582 MW. A 300 MW unit has been committed for the Boundary Dam plant to meet forecast additional capacity requirements by 1977. In 1975 and 1976, single 50 MW gas turbine units are scheduled for installation at a new combustion turbine generating station at Landis near Saskatoon.

To reinforce the North Battleford area and to serve as a future connection between the new Landis thermal plant and the provincial electrical system, a transmission line from Ermine to North Battleford was upgraded to 138 kV from 72 kV. A similar line at 138 kV, designed for upgrading to 230 kV, was under construction for service early in 1974 between Coteau Creek and Swift Current.

Beyond 1977, a number of developments are under consideration, including a new mine-mouth thermal development in south-central Saskatchewan and possible hydro developments on the Saskatchewan and Churchill River systems.

Alberta

Three large thermal units were brought on line in 1973, raising the province's total installed capacity by 615 MW, to 3,405 MW, representing an increase of 22 per cent over the corresponding total at the end of 1972.

Calgary Power Ltd. commissioned, in 1973, the second 300 MW unit at its Sundance thermal station. Work continued on the third and fourth units of this plant, each rated at 375 MW, and scheduled for service in 1975 and 1976. An electrostatic precipitator to handle all the flue gases from the first two Sundance units was placed in service and is giving excellent results. Work is proceeding on a 1,200 acre cooling pond to service all four units at Sundance as well as a projected fifth unit; this facility is designed to completely eliminate heat discharge into Lake Wabamun.

Transmission additions included 68 miles of new 138 kV and 17 miles of 138 kV lines converted to 240 kV service. Construction of two 240 kV lines, viz. a 55-mile connection to the British Columbia Hydro system at the Crowsnest Pass and a 60-mile link between Sundance and Edmonton, scheduled for 1973, was delayed pending government approval.

Saskatchewan

Les centrales thermiques dans cette province assurent la soudure de la consommation d'électricité. Un groupe thermique de 150 MW, mis en service vers juillet 1973 à la centrale de Boundary Dam (près d'Estevan), a élevé la puissance de cette source à 582 MW. Face à la progression des besoins prévus pour 1977, la centrale recevra un groupe additionnel de 300 MW. En 1975 et 1976, des groupes d'une unité de turbine à gaz de 50 MW seront mis en service à la nouvelle centrale thermique à turbines de Landis, près de Saskatoon.

Afin de mieux desservir la région de North Battleford et de relier ultérieurement la nouvelle centrale thermique de Landis et le réseau électrique provincial, la puissance de la ligne de transport de force, d'Ermine à North Battleford, a été élevée de 72 à 138 kV. Une autre ligne à puissance de 138 kV, mais conçue pour un transport de force de 230 kV, doit entrer en service au début de 1974 entre Coteau Creek et Swift Current.

Nombre d'installations sont programmées pour les années postérieures à 1977, dont une centrale thermique et une houillère dans le centre-sud de la Saskatchewan et, probablement, des centrales hydroélectriques sur les réseaux hydrographiques de la Saskatchewan et du Churchill.

Alberta

Trois groupes thermiques d'une puissance de 615 MW mis en service en 1973, ont porté le potentiel de production de la province à 3,405 MW, soit une élévation de 22% sur la puissance installée à la fin de 1972.

La société *Calgary Power Ltd.* a installé en 1973, à la centrale thermique de Sundance, un second groupe de 300 MW. Les troisième et quatrième groupes de cette centrale, de 375 MW chacun, doivent entrer en service en 1975 et 1976. Une cuve à solution absorbante pour la précipitation électrostatique, employée à l'élimination des gaz d'émission des deux premiers groupes de Sundance, a donné d'excellents résultats. Est également expérimenté, un bassin de 1,200 acres pour le refroidissement de la décharge chaude des quatre groupes de Sundance et du cinquième projeté; le principe de ce système est d'absorber la chaleur avant toute décharge dans le lac Wabamun.

Les adjonctions au réseau de transport ont compris des lignes nouvelles de 68 milles, à puissance de 138 kV et de 17 milles, à 138 kV, converties à 240 kV. Les installations de deux lignes de 240 kV, d'une ligne de raccordement de 55 milles, du réseau hydroélectrique

Alberta Power Limited completed installation of the 50 MW unit at the H. R. Milner coal-fired thermal station near Grand Cache. A 150 MW unit is scheduled for 1975 commissioning at the Battle River plant near Forestburg, which will raise that plant's capacity to 66 MW.

During 1973, Alberta Power Limited added 35 miles of 2 kV and 144 kV transmission lines and is planning construction of some 440 miles of new transmission in 1974, including a 175-mile 240 kV line from Slave Lake to Fort McMurray and the adjacent oil sand development area in northern Alberta. Also proposed (subject to Energy Resources Conservation Board approval) for 1974-75 construction is a 190-mile, 144 kV line from High Level, Alberta, to Hay River, N.W.T., which would be the first extension of an Alberta transmission facility to the Northwest Territories.

Edmonton Power installed a second 165 MW gas-fired thermal unit at its Clover Bar station, doubling the plant's size. Two similar units are planned for 1976 and 1978.

In 1972, an Electric Utility Planning Council was organized in Alberta to formalize an electrical energy planning relationship that has existed between the province's utilities for many years. Working with interested government agencies, the council is formulating a systematic schedule for power plant construction in Alberta through to the year 2001. Areas under study for future generating plant sites are near Calgary, Edmonton, Camrose and mid-eastern Alberta. While province-wide planning is being undertaken as a joint effort, actual design and construction of generating facilities will be undertaken by individual utilities or possibly under a joint agreement between two or more utilities.

de la Colombie-Britannique au pas du Nid-de-Corbeau, et une de 60 milles entre Sundance et Edmonton, prévues pour 1973, ont dû être remises en attendant l'approbation du gouvernement.

L'*Alberta Power Limited* a terminé l'installation du groupe de 150 MW de la centrale thermique à charbon H.R. Milner, près de Grand Cache. La mise en service, en 1975, d'un groupe de 150 MW, à la centrale de Battle River près de Forestburg, en élèvera la puissance à 366 MW.

En 1973, l'*Alberta Power Limited* a installé 35 milles de lignes de transport, à puissance de 72 et de 144 kV et a planifié un réseau de 440 milles de lignes à installer en 1974, dont une ligne de 175 milles, à puissance de 240 kV, du lac des Esclaves à Fort McMurray, atteindra la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta. Est également planifiée (sous réserve de l'approbation de l'*Energy Resources Conservation Board*) l'installation, en 1974-75, d'une ligne de 190 milles, à puissance de 144 kV entre High Level (Alb.) et Hay River (T.N.-O.); cette ligne serait la première prolongation de l'Alberta aux Territoires du Nord-Ouest.

L'*Edmonton Power* a doublé la puissance de sa centrale de Clover Bar, avec la mise en service d'un deuxième groupe de 165 MW à turbine au gaz. Deux groupes similaires doivent être installés en 1976 et 1978.

En 1972, l'*Electric Utility Planning Council* était institué en Alberta afin de planifier les relations de coordination en énergie électrique qui existaient depuis de nombreuses années entre les divers services de la province. En collaboration avec les services du gouvernement, l'EUPC planifie un programme systématique de construction de centrales électriques en Alberta jusqu'en l'an 2001. Les sources d'aménagements de centrales de production d'énergie se trouvent près de Calgary, Edmonton, Camrose et au centre-est de l'Alberta. La planification à l'échelle de la province est faite en coopération, mais la conception et la construction des centrales relèvent de chaque service public, ou de deux ou plusieurs services publics aux termes d'un accord conjoint.

British Columbia

During 1973, completion of 69.1 MW of thermal generating capacity represented the only new capacity brought into service; however, work on hydro developments on the Peace, Columbia and Kootenay Rivers over the next four years will add more than 2,500 MW, while thermal completions will account for an additional 219.1 MW.

Thermal capacity added in 1973 consisted of a 40.5 MW unit at a new gas turbine plant at Port Hardy (Quatsino) and a 28.6 MW unit at a new gas turbine plant at Prince Rupert. A second 28.6 MW unit at the Prince Rupert plant, and a sixth 150 MW unit at the Burrard thermal station are scheduled for commissioning in 1974, and a 40.5 MW unit is expected to be added at Quatsino in 1975.

At the Peace River hydro station, a ninth unit, rated at 275 MW, is scheduled for startup in 1974, which will raise the installed capacity of this station to 2,091 MW. Provision has been made to add the tenth unit at a later date.

The province's major new sources of power over the short term are associated with development of the Columbia River. Mica Dam, the largest and last of three dams constructed in British Columbia under the terms of the International Columbia River Treaty, began storing water in 1973. Excavation of the underground powerhouse at Mica progressed satisfactorily in 1973 and plans are well advanced for installation of a total of six generating units. Four 435 MW units are on order, with two scheduled for operation in 1976, and two in 1977. Two 500 kV transmission lines, each 340 miles long, are under construction to connect the Mica hydro station to the Lower Mainland system.

Work on a second plant in the Columbia River basin, the Kootenay Canal development, proceeded on schedule during 1973. Located on the Kootenay River between Nelson and Castlegar, this project involves a 3-mile-long diversion canal. The new plant will contain four 125 MW generating units, two of which are to be commissioned in 1975 and the remaining two in 1976. This plant will be connected to the Mica transmission lines via a 230 kV tie.

The HVDC transmission system by underwater cable to Vancouver Island is to be reinforced in 1976 by doubling the rating from 312 MW to 624 MW.

Colombie-Britannique

Les groupes thermiques de 69.1 MW, mis en service en 1973, ont constitué le seul accroissement de puissance mais les aménagements hydroélectriques, planifiés pour les quatre prochaines années sur les rivières de la Paix, Kootenay et le fleuve Columbia, accroîtront le potentiel de plus de 2,500 MW, et les nouvelles centrales thermiques apporteront 219.1 MW.

Les accroissements de la puissance thermique, en 1973, provenaient de la mise en service d'un groupe de 40.5 MW, d'une nouvelle centrale à turbines à gaz, à Port Hardy (Quatsino), et d'un groupe de 28.6 MW à Prince Rupert. En 1974, un deuxième groupe de 28.6 MW est prévu à Prince-Rupert, et un sixième de 150 MW à la centrale thermique de Burrard; la centrale de Quatsino recevra un groupe de 40.5 MW en 1975.

À la centrale hydroélectrique de la rivière de la Paix, la mise en service, en 1974, d'un neuvième groupe de 275 MW en portera le potentiel à 2,091 MW. Est également planifiée, l'installation prochaine d'un dixième groupe.

À court terme, les aménagements de centrales hydroélectriques sur le fleuve Columbia donneront à la province un immense potentiel énergétique. Le vaste barrage Mica, le dernier de trois construits en Colombie-Britannique, dans le cadre du Traité international du fleuve Columbia, est en service depuis 1973. Les travaux d'excavation pour la centrale souterraine et la planification des installations de six groupes ont progressé conformément au programme. Quatre groupes de 435 MW sont achetés, dont deux doivent être mis en opération en 1976, les deux autres, en 1977. Deux lignes de force de 500 kV, en cours d'installation, de 340 milles chacune, transporteront le courant de la centrale hydroélectrique de Mica au réseau de Lower Mainland.

L'aménagement du complexe du Canal Kootenay, seconde centrale du bassin du fleuve Columbia, a progressé conformément à la planification. Située entre Nelson et Castlegar, sur la rivière Kootenay, l'installation comprend un canal de dérivation de 3 milles. La centrale aura quatre groupes de 125 MW, dont deux seront installés en 1975 et deux en 1976. Une ligne de transport de 230 kV reliera la centrale au réseau de Mica.

La capacité de transport du câble sous-marin à courant continu à haute tension jusqu'à l'île Vancouver doit être portée en 1976 de 312 MW à 624 MW.



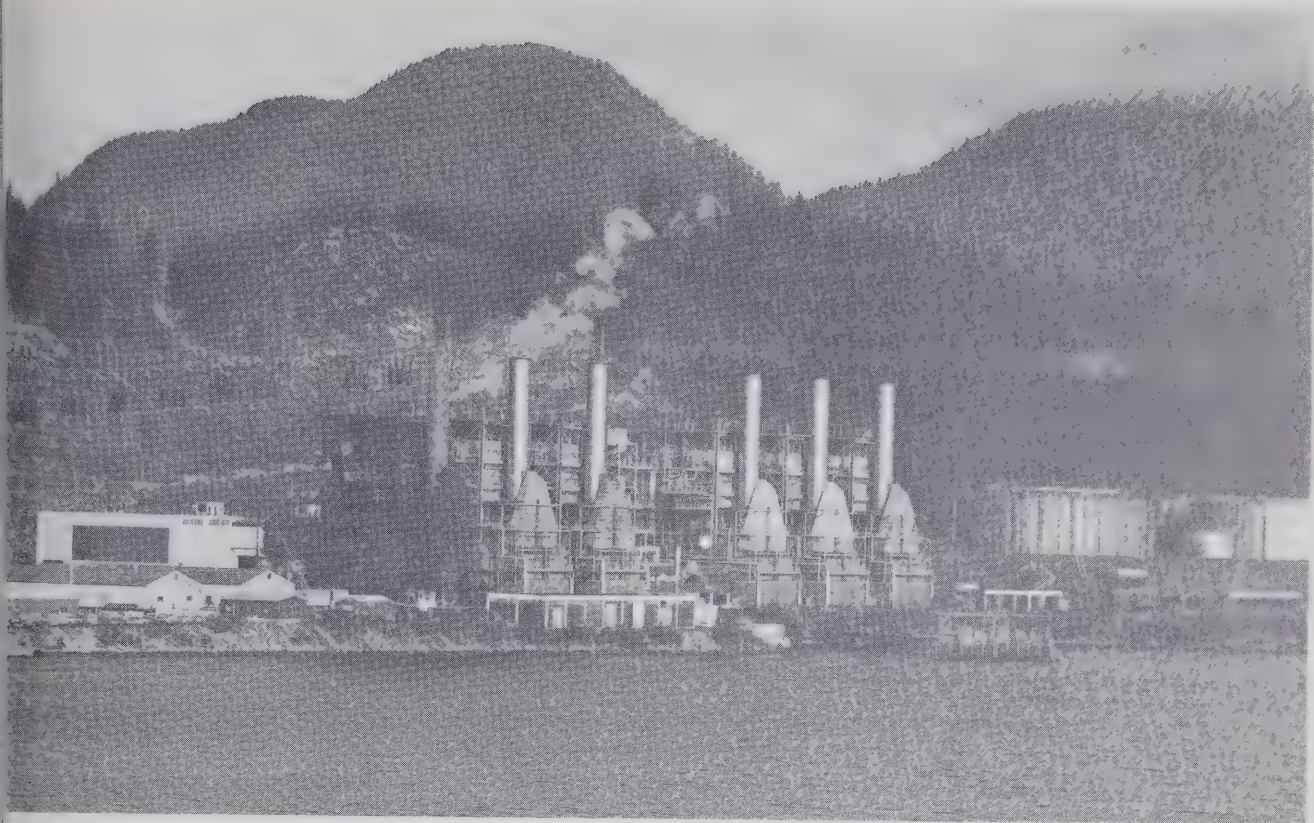
Kootenay Canal hydro-electric project on Kootenay River,
12 miles north of Nelson, B.C.

Aménagement hydroélectrique du canal Kootenay, rivière
Kootenay, 12 milles au nord de Nelson (C.-B.).



Large underground powerhouse being excavated in west bank of Columbia River at Mica Dam.

Excavation pour une vaste centrale souterraine, rive ouest du fleuve Columbia, au barrage Mica.



Burrard thermal generating plant, the largest thermal plant in western Canada, located on north shore of Burrard Inlet near Vancouver.

Centrale thermique de Burrard, la plus puissante de l'Ouest du Canada, rive nord de l'inlet Burrard, près de Vancouver.

Yukon and Northwest Territories

During 1973, the Northern Canada Power Commission increased its generating capacity by a total of 11.6 MW, 1.6 MW in the Yukon and 10.0 MW in the Northwest Territories. In addition, the Commission acquired five small power supply installations formerly operated by the Northwest Territories Government. At the close of the year, the Commission was responsible for electrical service in 45 separate communities throughout the north.

In the Yukon, construction commenced on a 30 MW hydro plant on the Aishihik River to tie in with the present Whitehorse-Faro system. This plant is scheduled for service in late 1974.

In the Northwest Territories, investigation and preliminary engineering for a two-unit, 14 MW hydro plant on the Snare River in the vicinity of Strutt Lake, a short distance downstream from the existing Snare Falls hydro plant, was undertaken. This plant, the third on the Snare River, is scheduled for construction in 1974-75 as a more economical alternative to diesel generation to help load growth in the Yellowknife area.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

En 1973, la Commission d'énergie du Nord canadien a porté le potentiel de productivité au total de 11.6 MW, soit 1.6 MW au Yukon et 10.0 MW dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle a d'autre part acheté cinq centrales électriques au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. En fin d'année, la Commission assurait l'énergie électrique à 45 localités du Nord.

Au Yukon, une centrale hydroélectrique de 30 MW, en cours d'installation sur la rivière Aishihik, doit entrer en service à la fin de 1974 et sera reliée au réseau de Whitehorse-Faro.

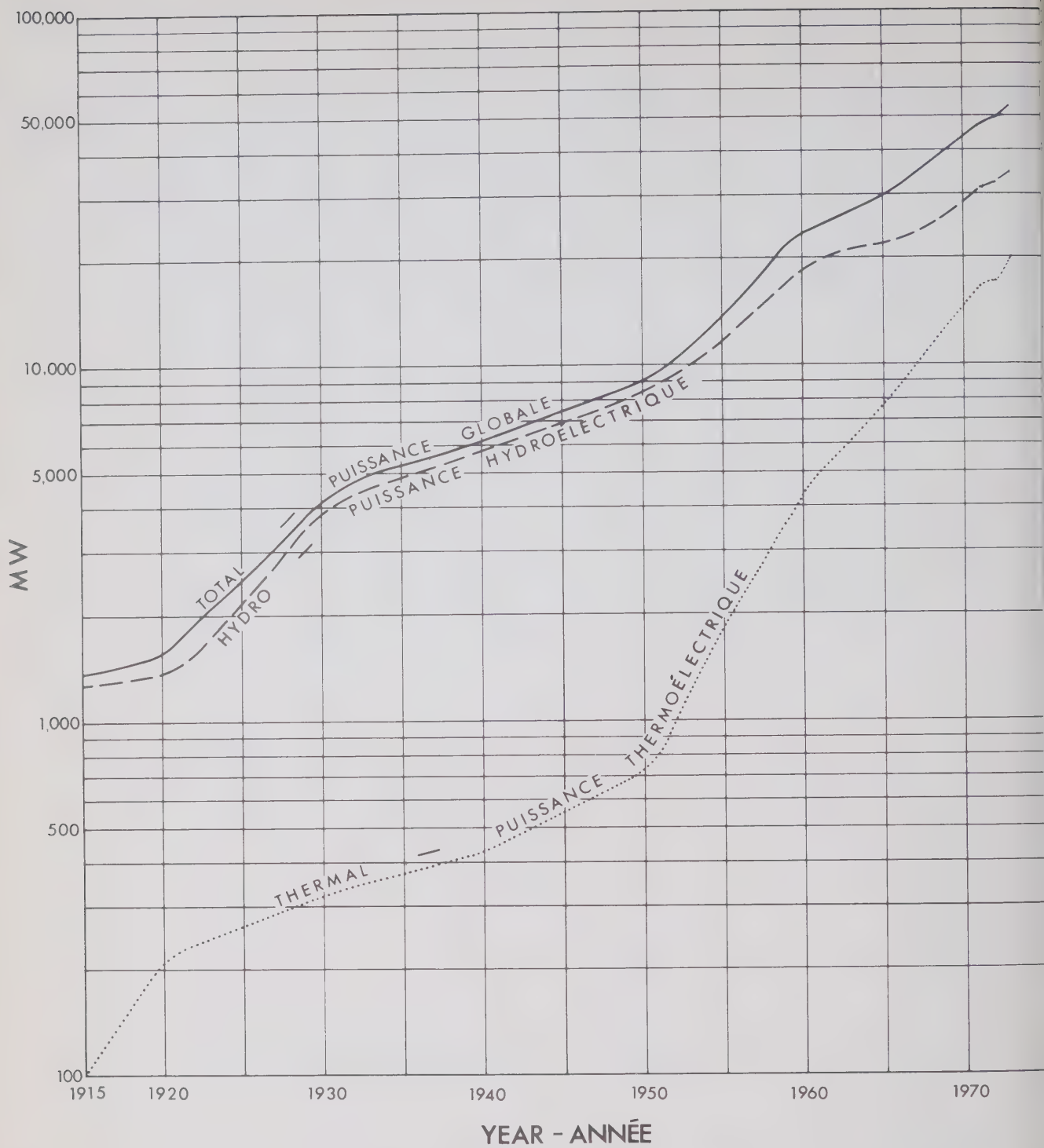
Dans les Territoires du Nord-Ouest, les services ont entrepris des études techniques pour l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de 14 MW, à deux groupes, sur la rivière Snare, à proximité du lac Strutt, un peu en aval de la centrale hydro de Snare Falls. Troisième sur la Snare, la centrale, planifiée pour 1974-75, constituera une source de production plus économique que les génératrices à moteurs diesel pour approvisionner la région de Yellowknife.

development of
electric power

in canada

expansion des installations
électriques

au canada



Growth of Electric Power Generating Capacity in Canada.

Taux de croissance de la capacité de production d'énergie électrique au Canada

HISTORY OF ELECTRIC POWER IN CANADA

Canadian interest in electricity was first prompted by the country's vast expanse and by the slowness of communications and is reflected in the introduction of Canada's first telegraphic facilities in the late 1840's. However, the early telegraph was operated with batteries and it was not until after the dynamo or generator was developed in 1870 that electricity became commonplace.

It was in the 1870's that Canadians experienced the first use of the arc-lamp in factory lighting in Cornwall, Ontario, followed in the 1880's by the first electric street lighting (Hamilton, 1883) and the first electric streetcar (Toronto, 1885). Much of the electricity so developed was obtained from fossil-fueled plants located near the points of demand, since transmission of electricity was confined to a radius of a few miles and very few cities were as fortunate as Canada's capital, which enjoyed an abundance of water power sites close by. Notably absent from the list were the two largest cities in Canada — Montreal and Toronto. They were initially supplied with electricity from fuel-fired plants, and were to wait for some years for long-distance transmission to be perfected. Power in British Columbia and the prairies was also provided by small steam plants located within demand areas.

The first long-distance transmission of electricity in Canada was undertaken in 1897, following the development of the electric transformer. This achievement, in which electric energy was transmitted at 11 kV for a distance of 18 miles, to Trois-Rivières in Quebec, was followed by a rapid expansion in the use of hydro-electric power throughout the country. This was inevitable since Canada's water resources were widely distributed throughout the country whereas fossil fuels were not. By 1900, every province except what is now Saskatchewan could boast of installed hydro-electric plants; these plants were modest in size, however, since only Quebec, Ontario and Nova Scotia had total capacities exceeding 10 MW.

By 1910, installed hydro-electric generating capacity increased fivefold to almost 1,000,000 hp (about 700 MW) and reached more and more urban centres. Montreal, Victoria and Hamilton had been in the forefront with hydro power being fed into those cities in 1898. Brandon, Manitoba, received hydro power in 1900 and Vancouver followed in 1904. The history of significant energy interchange between Canada and the United States commenced in 1904 when the Canadian

HISTORIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

L'intérêt porté à l'énergie électrique au Canada, inspiré en premier par l'immensité du pays et par la lenteur des communications, s'est manifesté par l'installation des premières lignes télégraphiques vers la fin des années 1840. Toutefois, le télégraphe primitif fonctionnait à partir de l'énergie électrique d'accumulateurs et ce n'est qu'à la suite de la mise au point de la dynamo ou génératrice en 1870, que l'électricité a pris place.

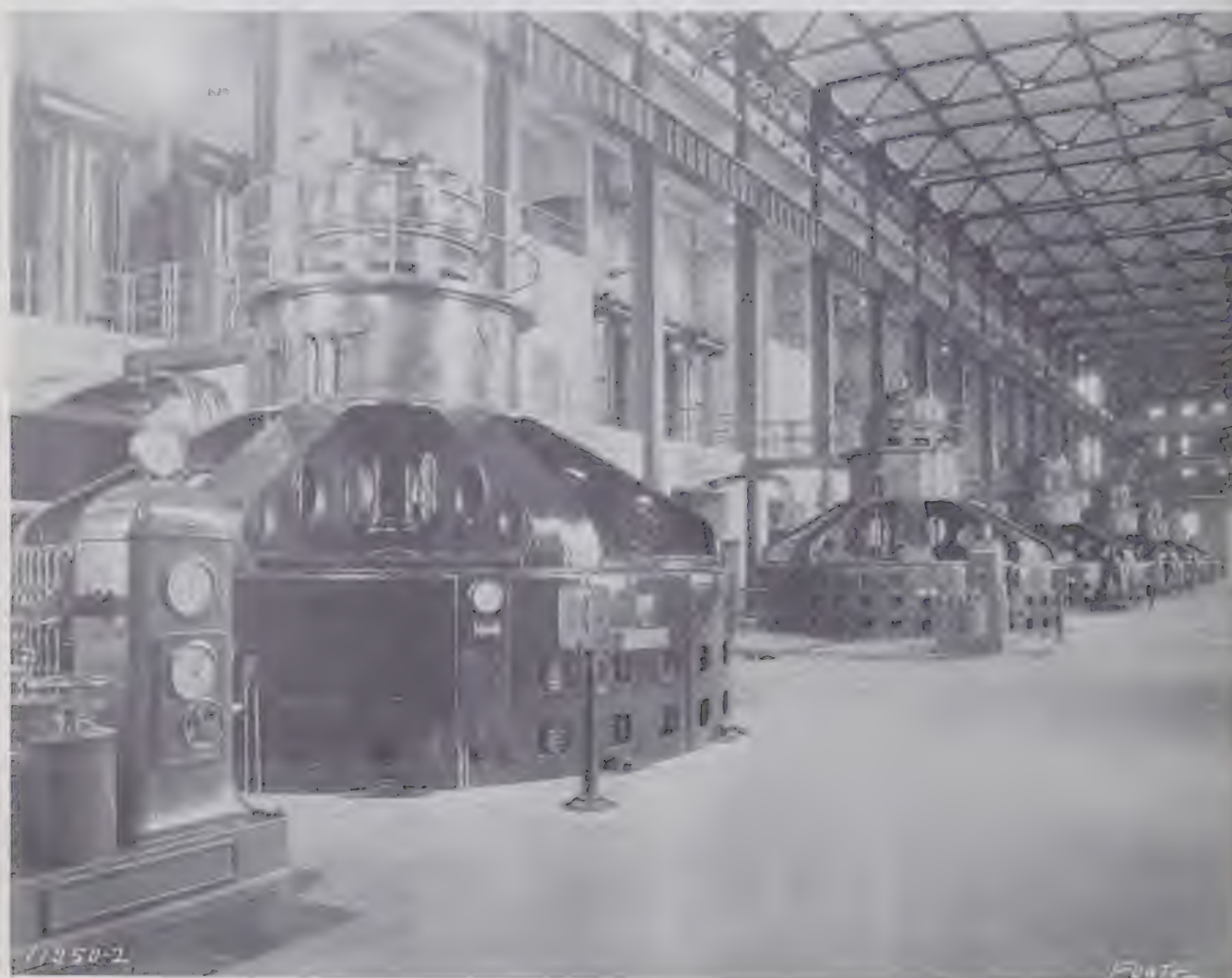
Dans les années 1870, les Canadiens ont utilisé pour la première fois des lampes à arc électrique pour l'éclairage d'une usine à Cornwall (Ont.) puis, dans les années 1880, sont apparus le premier éclairage des rues à l'électricité (Hamilton, 1883) et le premier tramway (Toronto, 1885). La source de la majorité de la production était de centrales thermiques à énergie de combustibles fossiles et installées près des lieux d'utilisation, du fait que le transport de courant électrique était restreint à un cercle de quelques milles, et que très peu de villes avaient la bonne fortune, comme la capitale du Canada, d'être près d'abondantes sources d'énergie hydraulique. A noter, toutefois, que les deux principales villes du Canada, Montréal et Toronto, étaient hors de ce groupe. Leur approvisionnement électrique provenait au début de centrales thermiques à énergie de combustibles, et ces villes ont dû attendre quelques années avant une amélioration du transport à longue distance. La Colombie-Britannique et les provinces des Prairies tenaient aussi leur approvisionnement électrique de petites centrales à vapeur installées dans un cercle d'utilisation.

Le premier transport d'électricité à longue distance au Canada remonte à 1897, après la découverte du transformateur électrique. Le transformateur permettant un transport de l'énergie électrique sous une tension de 11 kV, à une distance de 18 milles, jusqu'à Trois-Rivières (Québec), a constitué le facteur de progression de l'utilisation de l'énergie hydraulique au pays. Ce progrès était inévitable car, au Canada, les ressources hydrauliques sont infinies, contrairement aux combustibles fossiles. Vers 1900, toutes les provinces, sauf les territoires de la Saskatchewan actuelle, avaient leurs centrales hydroélectriques, usines généralement modestes, mais seuls le Québec, l'Ontario et la Nouvelle-Écosse totalisaient une capacité de production de plus de 10 MW.

En 1910, les centrales hydroélectriques avaient une puissance de production quintuplée, de près de 1,000,000 ch (environ 700 MW), et desservaient de plus en plus de centres urbains. Montréal, Victoria et Hamilton ont

Niagara Power Company's plant at Niagara Falls came into operation with a capacity of about 9 MW, much of which was for export to the United States. In 1906, Winnipeg received its first hydro-electric power from a generating station on the Winnipeg River and power was transmitted to Toronto for the first time from the Toronto Power Company's new plant at Niagara.

été les premières villes, en 1898, à bénéficier de l'énergie de centrales hydroélectriques. Brandon (Man.) a reçu l'énergie électrique de ce type de centrale en 1900 et Vancouver, en 1904. Les échanges importants d'énergie, entre le Canada et les États-Unis, ont commencé en 1904, avec la mise en opération de la centrale de la *Canadian Niagara Power Company* à Niagara Falls, d'une capacité de 9 MW, dont une bonne partie était destinée aux États-Unis. En 1906, Winnipeg recevait l'énergie électrique de la centrale de la rivière Winnipeg et Toronto était desservie par la nouvelle centrale de Niagara, de la *Toronto Power Company*.



Interior of Great Falls (Manitoba) development, 1929.

Intérieur du complexe de Great Falls (Man.), 1929.

In general, ownership and therefore responsibility for control and development of the water resources in Canada has been vested in the government of the province in which they are located; the Territories, which are administered by federal statute, are the principal exceptions, but it should be mentioned that until 1930 the water resources of the three prairie provinces were also administered by the federal government. Over the years, ownership of the resources has enabled the provincial governments to determine the direction which hydro-electric power development in their respective provinces would take; this has applied equally to thermal-electric development.

Public ownership in Ontario had its start in 1903 when manufacturers in many southern Ontario centres became convinced that power generated from hydro-electric sources could be distributed and sold at a much lower cost than the power sold by private companies. In all, some forty municipalities supported a resolution requesting the appointment of a permanent commission with the power to construct, purchase, or expropriate works for the generation, transmission and distribution of electric power. As the result of this action, Ontario Hydro was born on June 7, 1906, and since that date, the activities of the Commission have overshadowed all other power producers in the province. It should be noted, however, that this has not prevented the issuing of licenses to many mining and pulp and paper companies in Ontario to develop hydro-electric power for their own use.

Although the first hydro-electric plants were quaint by today's standards, they nevertheless provided urban Canadians with the means for greater ease and comfort. Almost uninterrupted expansion of residential sales was followed by the discovery of new applications for power in industry. Electric railways were in vogue in the late 1890's and by 1904 the mining and refining industry had begun the construction of the first of several hydro stations in northern Ontario. Between 1906 and 1910 the pulp and paper industry, which consumes vast quantities of electricity, constructed hydro plants at Kenora, Fort Francis, Fort William (now Thunder Bay) and Sault Ste Marie. These and other developments enabled Ontario to lead the other provinces in hydro-electric generation for two decades, and signalled the start of the industrialization of central Canada.

En général, la propriété et, par suite, la responsabilité du contrôle et l'aménagement des ressources hydroélectriques du Canada restaient dévolus au gouvernement de la province de leur situation; les territoires, administrés par le gouvernement fédéral, forment les principales exceptions, mais il doit être mentionné que, jusqu'en 1930, les ressources hydrauliques des trois provinces des Prairies étaient également administrées par le gouvernement fédéral. Au cours des ans, la propriété des ressources a permis aux gouvernements provinciaux de planifier la mise en valeur de l'énergie hydroélectrique dans leur province; cette politique s'appliquait également à l'aménagement de centrales thermiques.

La notion de propriété publique des installations électriques de production, de transport et de distribution s'est répandue en 1903, lorsque des industriels de plusieurs localités du sud de l'Ontario ont réalisé que l'énergie des centrales hydroélectriques pourrait être distribuée à un coût moins élevé que celle des sociétés privées. Une quarantaine de municipalités ont appuyé une proposition demandant la constitution d'une commission permanente avec mandat de construire, d'acheter ou d'exproprier les installations de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ainsi, est née l'Hydro-Ontario le 7 juin 1906 et, depuis, la Commission a surclassé tous les autres producteurs d'énergie de la province. A noter, toutefois, que plusieurs sociétés minières et des pâtes et papier ont obtenu, malgré cela, l'autorisation d'aménager une source de production d'énergie hydroélectrique pour leurs propres besoins.

Les premières centrales hydroélectriques peuvent paraître aujourd'hui d'un type démodé par rapport aux standards modernes; elles ont néanmoins fourni aux citoyens canadiens un élément de confort et de bien-être. La multiplication des ventes d'habitations résidentielles a créé de nouvelles applications de l'énergie dans l'industrie. Les tramways étaient en vogue à la fin des années 1890 et, en 1904, des industries minières et métallurgiques ont entrepris la construction de la première de plusieurs centrales hydroélectriques au nord de l'Ontario. De 1906 à 1910, l'industrie des pâtes et papier, grand consommateur d'électricité, a construit les centrales hydroélectriques de Kenora, de Fort Francis, de Fort William (aujourd'hui Thunder Bay) et de Sault-Sainte-Marie. Ces mises en valeur ont placé l'Ontario, durant deux décennies, devant toutes les provinces en production d'énergie hydroélectrique, et ont constitué le début de l'industrialisation du Canada central.



Brandon generating plant, Minnedosa River (Little Saskatchewan River), early 1900's.

Centrale de Brandon, rivière Minnedosa (Petite rivière Saskatchewan), au début du siècle.

Quebec took action in 1910 to create the Quebec Streams Commission to regulate construction and operation of storage dams and to direct the production of power; however, investor-owned utilities led the province into the electrical age. In 1943 Hydro Quebec was established to acquire the facilities of the Montreal Heat, Light and Power Company and in 1963 it acquired the remaining investor-owned utilities in the province.

Le Québec a créé, en 1910, la Commission des cours d'eau du Québec pour réglementer la construction, les opérations aux barrages de retenue et la production d'énergie; toutefois, les initiatives de services privés d'électricité ont fait entrer la province dans l'ère de l'électricité. L'Hydro-Québec, créée en 1943 pour l'acquisition des installations de la *Montreal Heat, Light and Power Company*, a acquis, en 1963, l'ensemble des services privés d'électricité de la province.

While the mineral and pulp and paper industries accounted for most installed generating capacity between 1910 and 1920, new uses appeared, such as gold dredging in the Yukon and the introduction of electric pumps for irrigation in British Columbia. Ontario still led the way in hydro-electric capacity, but Quebec was rapidly expanding its facilities.

Following the First World War, New Brunswick, Manitoba and Nova Scotia took the path of Ontario and established agencies to produce and distribute electric power. In 1918, the New Brunswick Electric Power Commission (NBEPCC) was created, and in the following year, the Manitoba Power Commission and the Nova Scotia Power Commission were established. The NBEPCC had always been the principal utility in New Brunswick but both Manitoba and Nova Scotia began by sharing these duties between public and private utilities. Since then, however, the private utilities in Manitoba and Nova Scotia have been integrated into the provincial government systems.

By 1920, the total of installed generating capacity in Canada had grown to about 2,000 MW. Although a few private industries and municipalities chose to produce power for their own use, the desire to capitalize on economies of scale encouraged the development of large generating and distribution networks operated as public utilities. At the same time, this growing trend towards electrification stimulated greater use of electrical machinery and relaxed the locational restraints on industry. The development of techniques for the transmission of electrical energy, in conjunction with the increased use of electric machinery, allowed industries to site themselves according to such criteria as proximity to markets, labour and raw materials. As a direct result of the ready availability of cheap power, new and valuable industries grew up in Canada in the decades between the two World Wars. The exploitation of new resources lessened the nation's dependency on the old, and projected the Canadian economy into its North American framework of today.

Like Ontario, Saskatchewan's electrical industry has had a history of public ownership. The Saskatchewan Power Corporation dates back to the formation of its predecessor, the Saskatchewan Power Commission, in 1929. The initial activities of the Commission were concerned with the purchase of a number of municipally-owned fuel-fired generating plants that had been the province's main source of power. Since then the government agency has been the province's principal producer.

Bien que les industries minière et des pâtes et papier soient à l'origine de nombreuses installations de production d'énergie de 1910 à 1920, de nouveaux champs d'applications sont apparus, comme le dragage aux exploitations d'or au Yukon et l'irrigation par pompes électriques en Colombie-Britannique. L'Ontario demeurait le premier en capacité hydroélectrique, mais le Québec augmentait rapidement ses installations.

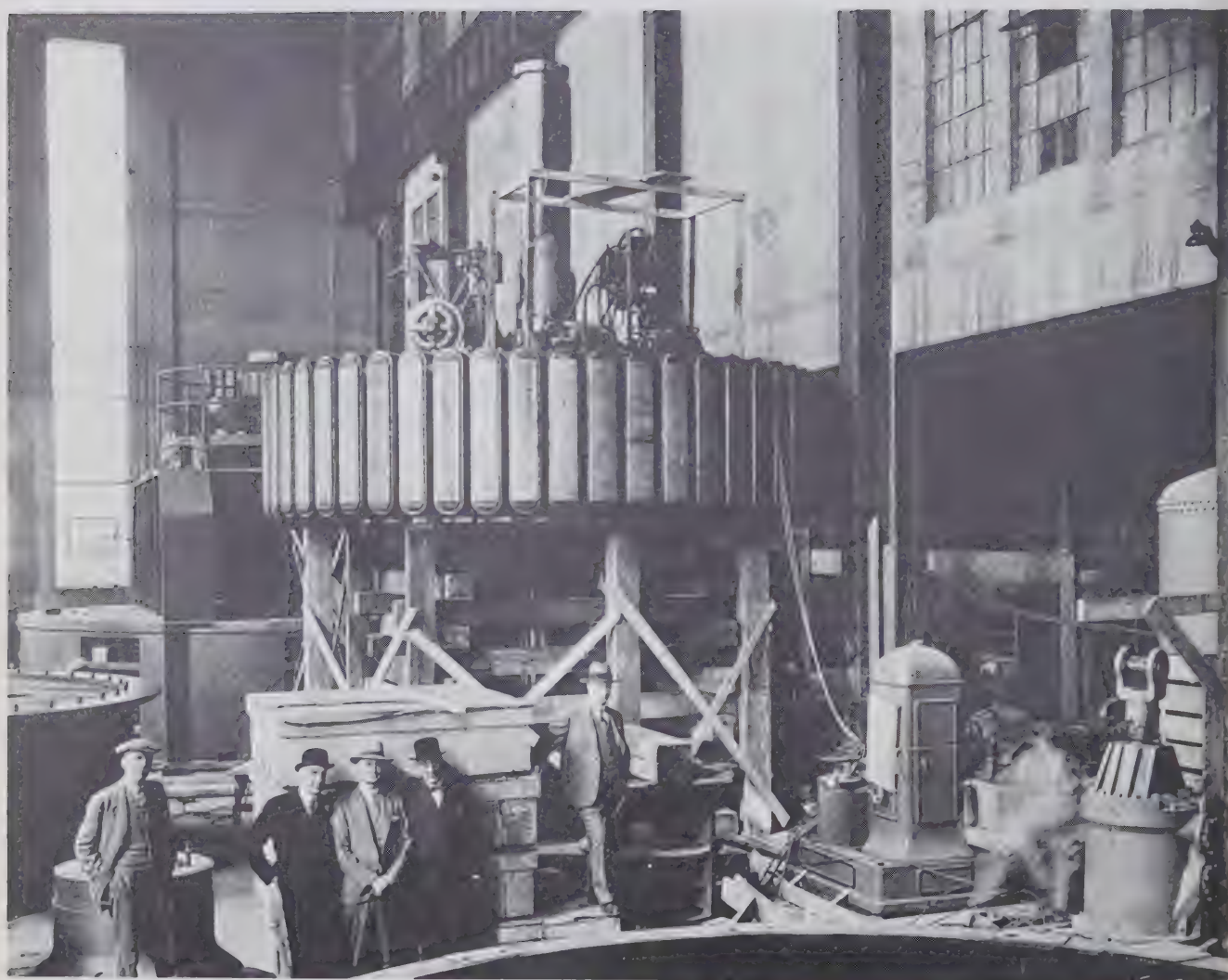
Après la Première Guerre mondiale, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont suivi l'Ontario et ont créé des organismes de production et de distribution de l'énergie électrique. En 1918, était créée la *New Brunswick Electric Power Commission* (NBEPCC) et, l'année suivante, la *Manitoba Power Commission* et la *Nova Scotia Power Commission*. La NBEPCC est restée le principal service au Nouveau-Brunswick, mais au Manitoba et en Nouvelle-Écosse, l'organisation était partagée entre des services publics et privés; depuis, toutefois, les provinces ont intégré les services privés.

En 1920, la puissance de production énergétique au Canada atteignait environ 2,000 MW. Certaines industries et municipalités avaient pris la décision de produire leur propre énergie, mais le désir de bénéficier d'une production énergétique économique à grande échelle a favorisé l'aménagement de vastes centrales et de réseaux de distribution en tant que services publics. Simultanément, l'électrification généralisait l'utilisation d'appareillages électriques et donnait à l'industrie un vaste choix d'emplacements d'usines. Le perfectionnement des techniques de transport de l'énergie électrique et le progrès en machinerie électrique, ont permis aux industriels de sélectionner des régions correspondantes à des critères favorables, comme la proximité de marchés, de main-d'oeuvre et de matières premières. La disponibilité d'énergie à prix avantageux a constitué un facteur déterminant dans l'implantation de nouvelles entreprises industrielles de grande valeur au cours des décennies entre les deux guerres mondiales. L'exploitation de nouvelles ressources a réduit la dépendance du pays vis-à-vis des anciennes ressources et a projeté l'économie canadienne à son niveau d'aujourd'hui en Amérique du Nord.

Tout comme en Ontario, l'industrie électrique de la Saskatchewan a un passé de propriété publique. La *Saskatchewan Power Corporation* remonte à la formation de son prédécesseur, la *Saskatchewan Power Commission*, en 1929. Les premiers travaux de la Commission concernaient l'achat, de certaines municipalités, de centrales thermiques, principales sources d'énergie de la province. Depuis, cet organisme est le principal producteur de la province.

Canada's total installed generating capacity rose to 4,700 MW in 1930, more than double the figure for 1920. The world-wide depression of the early 1930's did not affect the electric power industry as much as it did other industries in Canada, but generally poor

La puissance de production énergétique au Canada, en 1930, atteignait 4,700 MW, plus du double de celle de 1920. La crise mondiale du début des années 1930 a moins affecté l'industrie de l'énergie électrique que les autres secteurs industriels au Canada, mais les mau-



Inspection party during last stages of Seven Sisters construction in 1931.

Inspection des dernières phases de construction des Seven Sisters, 1931.

economic conditions accompanied by reduced demand saw some reduction in the installation rate during the period 1935-39. However, the outbreak of war in 1939, and round-the-clock operation of Canada's industries from coast to coast, brought a pressing need for electricity which could not be met by existing capacity. At this time, Canada's generating capacity had grown to about 6,700 MW and the pulp and paper industry was reported to consume more than 40 per cent of all energy generated.

A sharp rise in installation of new facilities between 1940 and 1943 slackened off during the later war years and into the late 1940's. However, postwar industrial and rapidly-growing residential and agricultural development imposed extremely heavy demands on power generating facilities. To stay abreast of these demands required the installation of new generating capacity at a rate higher than at any previous time in Canada. This increased rate, which was strongly pronounced in the 1950's, could not be satisfied from hydro sources alone and this period marks the beginning of an extensive program of thermal plant construction in Canada.

Before entering the 1950's, first Quebec and then British Columbia established provincial power commissions for the construction and operation of electric power facilities. They were to work alongside private utilities for many years but both provinces have since "gone public."

In 1948, to encourage the development of the resources of northern Canada, the federal government established what is now known as the Northern Canada Power Commission, to construct and operate electric facilities in the north. The Commission has met that challenge through the medium of both hydro-electric and thermal-electric facilities. It is interesting to note at this stage that the initial small generating plants serving individual communities throughout Canada have generally given way to major electric utility systems that serve a region or, in some cases, an entire province. There are obvious exceptions throughout the rural areas of most provinces but the demands from Canada's north have been relatively small, and to provide energy via an interconnected grid has been and will remain for some time uneconomic.

With consumption of electricity growing in an enlarged mining and refining industry in Canada and with the advent of other power-consuming industries, the prominent place that pulp and paper occupied in the 1930's was taken by the mineral industries in the late 1940's.

Investor-owned electrical utilities have been foremost throughout the history of Alberta, Prince Edward Island

vaises conditions économiques en général et une demande réduite ont entraîné, de 1935 à 1939, une diminution d'installations. Toutefois, l'ouverture des hostilités en 1939 et l'application de la journée de travail de 24 heures dans les industries canadiennes, de l'Atlantique au Pacifique, ont créé un besoin pressant d'électricité, supérieur à la puissance installée. La puissance de production d'énergie au Canada atteignait, à cette époque, 6,700 MW, dont plus de 40 %, disait-on, étaient absorbés par l'industrie des pâtes et papier.

Après un accroissement rapide d'installations nouvelles, de 1940 à 1943, un ralentissement s'est produit durant les dernières années de la guerre et les années suivantes de la décennie. Mais, une vaste expansion industrielle d'après-guerre, une croissance rapide en construction domiciliaire et une modernisation de l'agriculture ont imposé une demande extrêmement lourde aux installations de production. Cette brusque élévation de la demande a exigé l'aménagement de nouvelles centrales à un taux jamais atteint au Canada. L'accroissement de la demande, très élevé dans la décennie 1950, ne pouvait être obtenu des seules ressources hydroélectriques; ainsi, a commencé la réalisation d'un vaste programme de construction de centrales thermiques au Canada.

Antérieurement aux années 1950, le Québec d'abord, puis la Colombie-Britannique ont créé des commissions chargées de la construction et de l'exploitation des installations d'énergie électrique. Durant plusieurs années, ces commissions ont travaillé parallèlement aux services privés, mais les deux provinces ont maintenant intégré ces services au domaine public.

En 1948, afin d'encourager l'exploitation des ressources du Canada septentrional, le gouvernement fédéral a créé une commission, connue sous le nom de Commission d'énergie du Nord canadien, chargée de la construction et de l'exploitation des installations de production dans le Nord. La Commission a réalisé un vaste programme d'installations de centrales hydroélectriques et thermiques. A noter que les petites centrales d'agglomérations séparées ont cédé la place à d'importants services d'électricité, dont les réseaux desservent une région et, parfois, une province. Des exceptions demeurent dans les régions rurales de la plupart des provinces, mais la demande d'énergie du Nord canadien est restée relativement modeste, et l'approvisionnement en énergie, par réseaux interconnectés, s'est révélé non économique et le restera quelque temps.

La consommation croissante d'électricité des industries minière et métallurgique au Canada, jointe à celle des nouvelles industries, a dépassé, vers la fin des années

and Newfoundland; in addition, municipal power-producing utilities have long been active in Alberta and Prince Edward Island. The provincial Newfoundland and Labrador Power Commission has played a growing role in the expansion of electrical facilities in Newfoundland. Early in 1974 the Newfoundland government announced that it intended purchasing Brinco's controlling interest in the Churchill River basin in Labrador, signalling another instance of a province recapturing the rights for major power development from an investor-owned electrical utility.

On entering the 1950's Canada's electrical capacity increased to about 9,800 MW. Only about 900 MW or 9 per cent of this total was provided by thermal sources, the remainder by hydro-electric plants. As the development of economic water power resources was then becoming complete in many areas, a much accelerated thermal-electric schedule was necessary to meet the continuing demand for electricity. Although hydro development has set the pace in absolute terms, rising from 8,900 MW in 1950 to 30,600 MW in 1971, thermal development has grown from the 700 MW level to over 16,000 MW in the same period, to provide 34 per cent of all generating capacity.

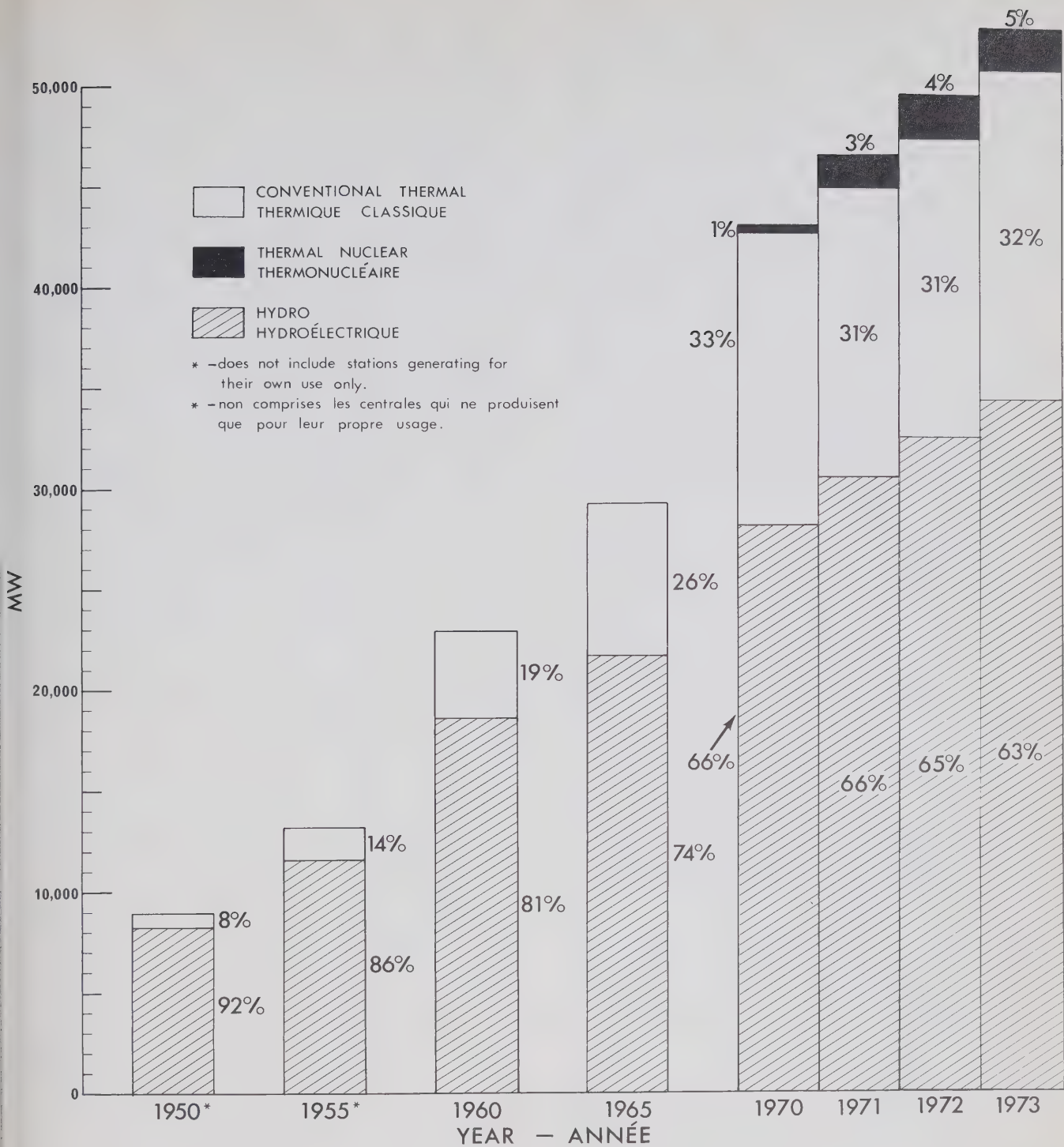
Because water power was the principal source of power until the early 1950's, it is natural that at that point in time the largest plants and units were in the hydro-electric field. For example, in 1914, the eight 9 MW units installed in the Les Cèdres hydro-electric station on the St. Lawrence River were an impressive accomplishment. However, by 1930, this was surpassed fivefold with the completion of a Niagara River station, the 414,650 kW Sir Adam Beck No. 1 hydro-electric station, and its ten generators which ranged from 37 to 47 MW. The Beauharnois hydro-electric station on the St. Lawrence River in 1953 was the first to exceed 1,000 MW in total capacity, but has since been followed by other hydro developments in Ontario, British Columbia and Newfoundland. By 1954, the first hydro-electric units in the 100 MW range were in operation in British Columbia, but individual unit sizes were not to grow too greatly until the mid-1960's when a 161.5 MW unit was brought on line in Alberta. This was exceeded in 1968 with the installation of the first 227 MW unit at the Peace River hydro-electric station in British Columbia, and again in 1971 when the first two 475 MW units at the Churchill Falls development became operational. The latter plant has become the largest single source of electric power in Canada, even with 1,900 MW of its ultimate capacity of 5,225 MW still to be realized in 1974 and 1975.

1940, celle de l'industrie des pâtes et papier, au premier rang dans les années 1930.

Les services privés d'électricité étaient au premier plan au cours de l'histoire de l'Alberta, de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve; également, des services municipaux de production d'énergie existaient depuis longtemps en Alberta et dans l'Île-du-Prince-Édouard. La *Newfoundland and Labrador Power Commission*, organisme provincial, a eu un rôle progressif dans l'aménagement d'installations électriques à Terre-Neuve. Le gouvernement de Terre-Neuve a annoncé au début de 1974 son intention d'acquérir les droits de la *Brinco* sur le bassin de la rivière Churchill, au Labrador, projet d'un nouvel exemple d'une reprise par une province, des droits d'une société privée, pour un développement important d'une source d'énergie.

Au début des années 1950, la capacité de production électrique au Canada totalisait environ 9,800 MW, dont près de 900 MW, soit 9%, étaient de sources thermiques et le complément de centrales hydroélectriques. L'aménagement économique des ressources hydrauliques, presque entièrement réalisé dans plusieurs régions, posait le problème impérieux d'accélérer la réalisation des projets d'installation de centrales thermiques, face à la progression de la demande. Bien que la puissance hydroélectrique soit passée, en termes absolus, de 8,900 MW en 1950 à 30,600 MW en 1971, la production thermique a progressé durant la même période de 700 MW à plus de 16,000 MW, soit 34% de la capacité totale de production.

Du fait que l'énergie hydraulique constituait la source majeure d'énergie jusqu'au début des années 1950, il était normal, qu'à cette époque, les plus puissants groupes et centrales de production soient à partir de cette source. Ainsi, en 1914, les huit groupes de 9 MW de la centrale hydroélectrique Les Cèdres, sur le fleuve Saint-Laurent, constituaient une réalisation impressionnante. Mais, vers 1930, la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck No. 1, sur la rivière Niagara, avait une puissance cinq fois supérieure, avec ses 414,650 kW et dix génératrices de 37 à 47 MW. La centrale hydroélectrique, construite en 1953 à Beauharnois, sur le fleuve Saint-Laurent, était la première unité à avoir une puissance supérieure à 1,000 MW; depuis, l'Ontario, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve ont aussi aménagé des sources hydro. En 1954, les premiers groupes de 100 MW étaient mis en service en Colombie-Britannique mais, jusqu'au milieu des années 1960, la puissance des groupes installés a peu été augmentée jusqu'à l'installation par l'Alberta d'un groupe de 161.5 MW. Puis, la



Growth of Generating Capacity in Canada, 1950-1973.

Taux de croissance de la capacité de production d'énergie électrique au Canada, 1950-73.

While the provinces of Saskatchewan and Alberta had developed thermal-electric stations, a rapid acceleration of thermal-electric capacity in the electric power field began in the early 1950's in Ontario, having developed much of its remaining water resources within economic transmission distance. Ontario was planning two major thermal plants for Toronto. By 1951, the first 100 MW thermal-electric unit was operational, representing at that time the largest single generating unit of any kind in Canada. Before the decade was over, however, units of 200 MW and subsequently 300 MW were to follow and dwarf the existing hydro-electric units. Conventional thermal units have continued to increase in size with 500 MW units in operation in 1967 and 574 MW units coming into service in 1974. While of lesser size elsewhere in Canada, large thermal units are nevertheless being added throughout Canada, as witnessed by the three 315 MW oil-fired units being installed in New Brunswick, a 300 MW steam unit in Saskatchewan, and two 375 MW steam units in Alberta.

Because Ontario is dependent upon external sources for fossil fuels, the province made the decision in the early 1950's to develop a nuclear alternative, thus utilizing uranium, a fuel indigenous to Ontario, and meeting environmental standards to a remarkable degree. The first unit, a 20 MW demonstration unit, went critical in 1962, nine years after Ontario Hydro and the Atomic Energy of Canada Limited drew up the original agreement; this was the prototype for the first large commercial unit, the 200 MW Douglas Point unit, which went critical in 1966. Even before Douglas Point was on line, the concept of the Pickering station was well advanced and four 540 MW units have since been brought on line. At this writing, four more nuclear units are scheduled for Pickering and eight 800 MW units are scheduled for service beginning in 1975 at the Bruce nuclear station. Quebec, too, has been developing a nuclear-electric capability on the shore of the St. Lawrence River at Gentilly. The first unit at Gentilly rated at 250 MW was commissioned in 1972 and a 637 MW unit is under way for 1978 operation.

By 1973, about 87 per cent of all electric energy in Canada was generated by electric utilities, with only 13 per cent being produced by industrial establishments. There is an annual decline in the proportion generated by industry as it becomes increasingly attractive to purchase power from utilities which can take greater advantage of larger unit sizes and operational flexibility. Nevertheless, there are still many industry-owned generating stations being used in the mineral industry, which includes mining and refining, and in the pulp and paper industry. The largest industrial establishment producing

progression s'est accélérée avec l'installation, en 1968, d'un groupe de 227 MW à la centrale de Peace River (C.-B.) et, en 1971, des deux premiers groupes de 475 MW au complexe de Churchill Falls. La centrale de Churchill Falls est la plus puissante source unique d'énergie électrique au Canada, même avec l'absence de 1,900 MW à sa capacité de production de 5,225 MW planifiée pour 1975.

Tandis qu'en Saskatchewan et en Alberta l'installation des centrales thermiques progressait, l'Ontario, où se trouvaient aménagées la plupart des sources d'énergie hydraulique situées dans un rayon de transport économique, entreprenait, au début des années 1950, l'installation accélérée de centrales thermiques. Pour desservir Toronto, l'Ontario projetait la construction de deux importantes centrales thermiques. En 1951, un premier groupe de 100 MW, type le plus puissant au Canada, était en service. Avant la fin de la décennie, étaient néanmoins installés des groupes de 200 MW, puis de 300 MW, auprès desquels les groupes en opération étaient bien modestes. Également, des groupes thermiques classiques, à puissance de 500 MW, étaient mis en service en 1967 et d'autres, de 574 MW, le seront en 1974. Des groupes thermiques importants, bien que de puissance moindre, ont été mis en service partout au Canada, comme au Nouveau-Brunswick, les trois groupes de 315 MW, alimentés au mazout, le groupe à vapeur de 300 MW en Saskatchewan et les deux groupes de 375 MW en Alberta.

Face au problème de l'importation des combustibles fossiles, la province de l'Ontario a pris la décision, au début des années 1950, de développer l'énergie nucléaire à partir de l'uranium, combustible extrait dans la province et d'un degré de pollution conforme aux normes de protection de l'environnement. Une unité expérimentale de 20 MW est entrée en service en 1962, neuf ans après l'accord original entre l'Hydro-Ontario et L'Énergie atomique du Canada, Limitée, et a servi de prototype à la mise en service, en 1966, d'un important groupe de niveau commercial, de 200 MW, à Douglas Point. Avant cette réalisation, le projet de la centrale de Pickering était avancé et, depuis, quatre groupes de 540 MW sont entrés en service. Actuellement, quatre autres groupes nucléaires doivent être installés à Pickering et, en 1975, huit de 800 MW, à la centrale nucléaire Bruce. Au Québec, une centrale nucléaire est installée à Gentilly, sur la rive du fleuve Saint-Laurent. Le premier groupe de Gentilly, de 250 MW, a été mis en service en 1972 et un groupe de 637 MW entrera en service en 1978.

En 1973, environ 87% de l'énergie électrique consommée au Canada provenaient de services publics d'élec-

its own energy in Canada is the Aluminum Company of Canada Limited which operates a total of 2,827 MW of hydro-electric capacity in six developments in British Columbia and Quebec.

New developments in electric power transmission have played a key role in helping to meet electric energy demands in Canada. As hydro power sites in proximity to demand centres have been used up, transmission methods have had to be improved to make distant sites economical for development. The research which was directed at this problem has led to a successive stepping-up of transmission voltages and has resulted in the economical transmission of large blocks of power. In 1965, power was carried for the first time at 735 kV when the Manicouagan-Outardes hydro complex in northern Quebec began supplying Quebec City and Montreal. In Ontario and British Columbia, 500 kV lines were energized in 1967 and 1968 to carry northern hydro-electric energy southward. Until 1968, power was transmitted exclusively over AC lines; however, the advantages of DC transmission resulted in a 260 kV cable between Vancouver Island and the British Columbia mainland, and a ± 450 kV line between the Nelson River plants and Winnipeg which came into service in 1972.

Although growth in Canada's electrical industry since the turn of the century has been outstanding, the prospects for future growth are no less remarkable. Although many of the favourable hydro-electric sites have been developed, the flexibility in choice of fuels for electrical energy production will help to retain electricity's competitive position. This applies especially to nuclear and coal fuels which are available to Canada in relative abundance. Other factors which are being employed to ensure that electrical energy will be available at minimum cost include the more extensive use of automatic controls and data-handling for generating stations and for system control, and an increase in the size of units to achieve economies from larger-scale interconnection of neighbouring systems, to share facilities and to market temporary surplus energy. Attention is also being given to upgrading the skills of the work force and to developing improved construction and maintenance techniques.

tricité et 13% de sociétés industrielles. Chaque année diminue l'apport de sociétés à la production d'électricité car, économiquement, il reste profitable d'acheter l'énergie des services publics, mieux placés en productivité avec des groupes à grande puissance et à l'organisation opérationnelle plus souple. Néanmoins, plusieurs petites centrales privées existent dans l'industrie minière, dont les industries minière et métallurgique et des pâtes et papier. La plus vaste entreprise productrice de sa propre énergie au Canada est l'Aluminium du Canada, Limitée, avec six centrales hydroélectriques, d'une puissance totale de 2,827 MW, en Colombie-Britannique et au Québec.

Les progrès en transport de l'énergie électrique ont eu un rôle clef en réponse aux besoins d'électricité au Canada. À mesure de l'aménagement des sources hydro-électriques, proches des centres de demande, les techniques de transport de l'énergie ont dû être améliorées pour la mise en valeur des sources de production éloignées. Dans ce problème, la recherche a accru successivement la puissance de tension des lignes de transport et a permis un transport de force économique. En 1965, l'énergie était transportée pour la première fois sous une tension de 735 kV, du complexe hydroélectrique Manicouagan-Outardes, au nord du Québec, vers les villes de Québec et de Montréal. En 1967 et en 1968, étaient installées en Ontario et en Colombie-Britannique des lignes de tension de 500 kV, depuis les centrales hydro-électriques du Nord vers le Sud. Jusqu'en 1968, le transport d'énergie était exclusivement à courant alternatif, mais les avantages du transport à courant continu ont amené l'installation d'une ligne de 260 kV, entre l'île Vancouver et la Colombie-Britannique continentale, et la mise en service en 1972 d'une ligne de ± 450 kV entre la centrale du fleuve Nelson et Winnipeg.

La progression de l'industrie électrique au Canada apparaît extraordinaire depuis le début du siècle, mais les perspectives n'en sont pas moins remarquables. Bien que de nombreuses sources d'énergie hydraulique soient aménagées, il reste que les divers combustibles énergétiques demeurent des éléments compétitifs en production électrique. Cette application vise notamment l'énergie nucléaire et le charbon relativement abondants au Canada. Divers facteurs permettront d'assurer l'énergie électrique à un coût minimum, comme la généralisation des contrôles automatiques et du traitement des données pour les centrales et les systèmes de réseaux, également l'accroissement de la puissance des groupes, dont le potentiel permet de réaliser des économies avec l'installation d'un vaste système de réseaux reliés, le partage des installations et la vente des surplus temporaires d'énergie. Une attention spéciale est donnée à une élé-

UTILIZATION

The use of electricity for lighting purposes represents one of its earliest applications and the efficiency and convenience of lighting make it one of the uses for which electrical energy has little competition. However, lighting represents only a small fraction of total energy uses. There are some industrial applications in processes of an electrochemical nature where energy in the electrical form is essentially the only choice. Aluminum smelting is an example. For the majority of uses, electrical energy must compete with other energy forms for such functions as mechanical drive, space heating, industrial process heating, cooking, refrigeration and air-conditioning, to name a few.

It must be emphasized that electrical energy is a secondary form of energy which is converted from some primary form such as hydraulic energy, or the energy from one of the fossil or nuclear fuels. All of these energy forms could provide one or more of the end-use functions without conversion to the electrical form. Hydraulic energy can, for example, be used to provide direct shaft drive. Fossil and nuclear fuels can provide direct heating applications, including the supply of process steam or hot water. The reasons for conversion are partly related to the economies of scale which can be achieved from the use of large generating units coupled to an extensive transmission and distribution system which can deliver the energy to the point of use. The compelling reason, however, is that the cost, convenience, cleanliness and high relative efficiency of the end-use devices in many cases offset the added cost and efficiency loss which inevitably result from converting the primary source into electricity.

Efficiency, convenience, and cleanliness are characteristics that quickly come to mind when considering electricity and lighting applications. Electricity's versatility is also evident when considering the ease with which electric motors can provide mechanical power in quantities ranging from a fraction of a horsepower to many thousands of horsepower. These considerations also extend to such operations as refrigeration and air-conditioning in which mechanical shaft input to a compressor is the basic energy requirement. What may be less obvious is the justification for employing electrical energy for heating purposes, since it would seem that this form is the one in which the primary fuel resources would most easily be able to offer overwhelming com-

vation du niveau de compétence de la main-d'œuvre et au perfectionnement des techniques de construction et d'entretien.

UTILISATION

Une des premières applications de l'électricité a été l'éclairage, dont l'efficacité et la commodité en font une utilisation pour laquelle l'énergie électrique n'a que peu de concurrence. L'éclairage ne représente toutefois qu'une faible fraction de l'utilisation d'énergie. L'énergie électrique est la seule forme d'énergie possible dans certaines applications industrielles, notamment en électrochimie. Le traitement de l'aluminium en est un exemple. Généralement, où l'électricité peut être employée, d'autres formes d'énergie compétitives existent et servent, par exemple, de puissances motrices en mécanique, de source de chauffage, et de chaleur dans des procédés industriels, en cokéfaction, en réfrigération et en climatisation.

A noter que l'énergie électrique est une forme secondaire de l'énergie obtenue d'une source primaire comme l'énergie hydraulique ou l'énergie d'un combustible fossile ou nucléaire. Ces formes d'énergie pourraient servir dans une ou plusieurs utilisations, sans être converties sous forme d'électricité. L'énergie hydraulique peut actionner directement un arbre de transmission, et les combustibles fossiles et nucléaires peuvent servir de sources d'énergie de chauffage, de production de vapeur et de chauffage de l'eau. La conversion a un rapport avec les économies graduelles qui peuvent être réalisées à partir de puissants groupes de génératrices reliés à de vastes réseaux de transport et de distribution. La raison décisive réside dans le coût, la commodité, la propreté et surtout l'efficacité élevée des appareils qui fonctionnent à l'électricité, ce qui, dans de nombreux cas, réduit des coûts additionnels et des pertes inévitables de rendement avec la conversion de sources primaires en électricité.

L'efficacité, la commodité et la propreté constituent des avantages fondamentaux dans les applications de l'énergie électrique et en éclairage. La diversité d'emploi de l'électricité est multiple si l'on considère seulement la puissance motrice d'entraînement mécanique des moteurs électriques, depuis un cheval-vapeur à plusieurs milliers. Les applications s'étendent à la réfrigération et à la climatisation où l'énergie entraîne un compresseur. Il semble plus difficile de justifier l'emploi de l'énergie électrique au chauffage, puisque la source de chaleur peut être également obtenue des combustibles primaires aux propriétés compétitives. En fait, dans cette utilisation, le consommateur a un choix de sources énergétiques, mais le résultat peut être surprenant car

petition. Indeed, this is the field of utilization in which the customer is presented with the widest choice of alternative energy sources but, perhaps surprisingly, energy in the electrical form can be highly competitive. In industrial process heat applications there are numerous cases where the heat requirements must be precisely controlled and applied in a specified location. In such cases the total quantity of heat required can often be substantially reduced if the energy is in the electrical form. Some parallel conditions result in space heating applications where the application efficiency is essentially 100 per cent and where the competitive energy source from a fuel-fired furnace must most of the time operate on an intermittent basis with substantial reduction in its effective efficiency. In addition, the precise control of temperature in individual spaces within a building which can easily be achieved when heat is applied through electrical systems is usually not so readily available when the direct application of a fuel-fired furnace is involved.

It is interesting to observe that in the space heating area where there is substantial competition between alternative energy sources there is also a substantial difference in the industry structure. Many of the electric utilities are publicly owned by provincial governments. Others are privately owned but closely regulated by provincial commissions. And this same situation applies to gas distribution systems. The other choice presented to the public comes from essentially unregulated fuel suppliers dealing in oil or bottled gas supplies. It is undoubtedly in the public interest to ensure that the most energetic competition takes place in the space heating market, subject, of course, to reasonable assurances that customers who are purchasing energy for other uses are not called upon to subsidize this application.

In the longer term it must be accepted that the supplies of fossil fuels, particularly those liquid and gas forms which are most convenient, will dwindle in quantity and substantially increase in price. The energy sources which provide the assurance of supplies over a long period are best suited to conversion into the electrical form. This includes not only the nuclear fuels but the large supplies of coal, which, for environmental reasons, are difficult to employ in small units and at the same time meet air quality standards in densely populated areas. If electrical energy is to supply a growing proportion of Canada's total energy needs, it is essential that equipment and methods for utilization be developed for those market areas which to date have been predominantly supplied by other energy sources. This includes not only space heating and cooling but other uses, such as in the transportation field, in which to date there has been

l'énergie électrique est une source compétitive. Dans les applications de la chaleur en industrie, il existe de nombreux cas où la chaleur nécessaire doit être réglée avec précision et appliquée en des points spécifiques. La chaleur requise dans ces cas peut être réduite sensiblement si l'énergie utilisée est électrique. Les mêmes conditions se retrouvent dans le chauffage de lieux clos, où l'efficacité absolue doit être de 100% et où la source d'énergie est une chaudière à combustible qui doit fonctionner par intermittence à un régime réduit, inférieur à sa puissance réelle. Le réglage précis de la température en des points distincts dans un édifice, réglage absolu par système de chauffage électrique, ne peut être aussi précis si la source énergétique est une chaudière à combustible.

A noter qu'en matière de chauffage, où la concurrence présente un choix de sources d'énergie, existe également une différence substantielle dans la structure industrielle. Nombre de services publics d'électricité relèvent des gouvernements provinciaux; d'autres services sont des sociétés privées, mais sous un contrôle étroit de commissions provinciales. La même situation s'applique aux services de distribution du gaz. Le public a le choix d'un approvisionnement en mazout ou en gaz en bouteille, auprès de fournisseurs de combustibles non soumis à une réglementation absolue. L'intérêt du public exige assurément une vive concurrence sur le marché des combustibles de chauffage, sous réserve toutefois, que les consommateurs d'énergie, en d'autres domaines, n'en subissent pas le contrecoup.

A long terme, les sources de combustibles fossiles, notamment les plus commodés, sous formes liquide et gazeuse, s'épuiseront tout en augmentant sensiblement de prix. Les sources d'énergie à potentiel de longue durée conviennent mieux à une conversion en électricité. Entrent dans ce type, les combustibles nucléaires et le vaste potentiel houiller mais, face à la pollution de l'environnement, ces éléments restent difficiles d'emploi dans des petites unités de production, sans violer les normes de qualité de l'air dans les régions densément peuplées. Si l'énergie électrique doit être la source d'approvisionnement d'un volume croissant des besoins au Canada, les installations et les méthodes d'utilisation doivent être développées pour englober ces nouveaux marchés, utilisateurs des autres sources d'énergie. Les secteurs s'étendent non seulement au chauffage et à la climatisation, mais à des utilisations, comme dans le domaine du transport, où l'énergie électrique reste peu employée, sauf en transport rapide. Si l'énergie électrique doit être la source d'approvisionnement des besoins du Canada, les programmes doivent être orientés, non seulement vers les grands projets d'expansion de

practically no penetration other than for rapid transit systems. If electrical energy is to play its full role in meeting Canada's needs, it is clear that attention must be directed not only to the large-scale challenges of generation and transmission development but also to research and development, and man's innovative capacities must be honed to achieve the most effective utilization of the electrical energy form for a growing range of end uses.

ELECTRICAL ENERGY SOURCES

Energy generated from falling water is a renewable resource based on natural precipitation and ultimately on the power of the sun. The energy may be extracted from river flows (run of the river) or these flows may be stored for periods in headponds or reservoirs and released through water turbines at times to suit the demand for energy. The available energy depends on the amount of precipitation in the watershed area and this varies from year to year with variation in rainfall. It also depends on the available height (head) that can be developed economically; this in turn is a function of local topography. Most of the hydro-electric sites close to the larger centres of population and load in Canada have already been developed. Significant amounts of undeveloped water power do exist, in British Columbia, Manitoba, Quebec and Labrador, but most will require considerable additional investment for transmission in addition to the relatively high investment in the hydro development itself. Such considerations have by no means precluded the development of these more remote sites. The largest electrical energy projects ever undertaken in Canada, the Churchill Falls development, now nearing completion, and the James Bay complex, now under way, are but two manifest instances of the continuing importance of falling water as an energy source.

Another renewable source of energy currently receiving much attention involves the possibility of harnessing the ocean's tides. Although it might appear that such a scheme would provide a panacea for all the problems of future electrical energy development, there are, nonetheless, certain fundamental disadvantages. A major problem inherent in this type of development is the matching of the timing of tidal movements to the timing of the demand for electrical power. In this connection, several solutions have been proposed, including complementary pumped storage developments or underground compressed air storage in conjunction with gas turbine generation. Canada possesses in the Bay of Fundy one of the world's largest tidal variations. However, a study completed in 1969 found that although

production et de réseaux de transport, mais également vers la recherche et la mise en valeur, où les qualités créatrices de l'homme peuvent être stimulées vers l'application rationnelle de l'énergie électrique dans de multiples domaines.

SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

L'énergie hydraulique des chutes d'eau est une ressource renouvelable à partir des diverses formes de précipitations naturelles et de l'énergie solaire. Elle peut être obtenue de la puissance du courant des rivières ou de la chute par dénivellation des eaux retenues par des barrages, où la masse liquide actionne des turbines de production de courant. L'énergie disponible dépend du volume, variable chaque année, des précipitations dans la région du bassin versant. Le potentiel d'énergie dépend aussi de la hauteur de la chute dont l'aménagement peut être économique suivant la configuration topographique des lieux. La plupart des sources d'énergie hydraulique proches des grands centres de consommation au Canada sont aménagées. Toutefois, d'importantes sources d'énergie hydraulique restent aménageables en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et au Labrador, mais la mise en valeur de la plupart exigera d'importants investissements dans des réseaux de transport de courant, outre les coûts élevés d'installation des centrales. Ces problèmes n'ont toutefois pas arrêté la mise en valeur de sources éloignées. Les plus vastes aménagements hydroélectriques jamais entrepris au Canada, le complexe de Churchill Falls, presque achevé, et celui de la baie James, constituent deux exemples évidents de l'importance donnée aux chutes d'eau comme source d'énergie.

L'utilisation de la force motrice des marées océaniques, autre source d'énergie renouvelable, soulève actuellement beaucoup d'intérêt. Ce type d'aménagement semble constituer à priori une panacée à la solution des futurs problèmes de production d'électricité, mais il comporte certains désavantages fondamentaux, dont le principal est le décalage de temps entre le mouvement de marée et les heures de demande d'électricité. Ce problème a fait l'objet de diverses expériences, dont l'installation d'une station de pompage d'eau dans un réservoir ou la construction d'un réservoir souterrain de stockage d'air comprimé, relié à une turbine à gaz. À la baie de Fundy, les marées ont des amplitudes des plus élevées au monde. Une étude en 1969 a indiqué que l'aménagement d'une centrale marémotrice à la baie de Fundy était technique-

the development of tidal power sites in the Bay of Fundy was technically feasible, under conditions prevailing at that time, even the most favourable scheme would not be economically competitive with other sources of energy. Currently, the economic and technical feasibility are being re-examined in the light of recent large increases in world oil prices.

Electrical energy is also generated from fuel-fired steam plants utilizing the combustion of fossil fuels (coal, oil, gas) or from heat generated by controlled nuclear fission of uranium (or other fissile materials). Such plants are not tied as closely to geographical locations as hydro-electric generation but they do require a convenient source of fuel at reasonable cost and adequate supplies of cooling water for steam condensers. Fossil-fueled plants, in addition to discharging heat to cooling water, also discharge combustion products to the atmosphere and both factors may place significant restrictions on the choice of sites. Transportation costs, significant for fossil fuels but not for nuclear fuels, may also influence the choice of fuel amongst alternatives. All thermal plants, including nuclear plants, utilize fuel resources which, once used, cannot be replaced, although, in terms of current consumption, reserves of some of the fuels (notably coal and uranium) are very large. Considerable effort is currently under way on effective methods of turning these large reserves into electric power with minimal disturbance to the ecological balance.

As the demand for electrical energy continues to grow, scientists and engineers the world over are faced with the challenging task of discovering and developing alternative sources of energy to augment available water power potential which is rapidly being used up and to complement conventional fuel reserves which, although still abundant, are not always conveniently located with respect to demand centres. Among these sources are various forms of nuclear generation, a new technology called magnetohydrodynamics (MHD), wind driven generation, geothermal generation, and solar power.

Furthest along is the development of nuclear generation, in terms of nuclear fission. The basic processes in fission reactors, both breeder and non-breeder, can best be understood by considering the characteristics of the available nuclear elements found in nature—uranium and thorium. These comprise two types of nuclear material: fissile material, represented by the isotope Uranium 235 which can be broken up on bombardment by a free neutron, with resulting release of energy (other free neutrons are emitted which provide the possibility of a sustained chain reaction); and fertile material, a different class of element than fissile material, but one

ment réalisable, mais que la meilleure réalisation, dans les conditions à cette époque, n'aurait pu concurrencer économiquement les autres sources d'énergie. L'étude du projet est reprise sur le plan économique et technique à la suite des nouveaux prix mondiaux du pétrole.

La production d'énergie électrique peut être également de centrales thermiques à combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) ou de centrales nucléaires à source de chaleur dégagée par la fission contrôlée de l'uranium (ou autres substances fissiles). Les centrales thermiques ne dépendent pas aussi étroitement d'un lieu géographique que les centrales hydrauliques, mais leur fonctionnement exige une source adéquate de combustibles à un prix raisonnable, et d'importants volumes d'eau indispensables au circuit de refroidissement des condensateurs. Outre la décharge d'eaux chaudes, les centrales à combustibles fossiles rejettent des éléments nocifs dans l'environnement, ce qui limite le choix des lieux d'installation. Le coût du transport, élevé pour les combustibles fossiles et réduit pour les nucléaires, a également un rôle déterminant dans le choix du combustible. Les centrales thermiques, y compris les nucléaires, fonctionnent à partir de combustibles non renouvelables; toutefois, en termes de consommation courante, le potentiel des réserves de certains combustibles (notamment le charbon et l'uranium) est élevé. La recherche centre ses études sur la mise au point de méthodes efficaces de conversion de ces vastes réserves en énergie électrique tout en conservant l'équilibre écologique.

Devant la progression de la demande d'énergie électrique, les scientifiques et les ingénieurs du monde entier ont l'immense tâche de découvrir et d'aménager d'autres sources d'énergie afin de parfaire le potentiel d'énergie hydraulique disponible, rapidement absorbé, et d'apporter un appoint aux réserves de combustible classique, encore abondantes mais parfois mal situées par rapport aux centres de consommation. Ces sources comprennent l'énergie nucléaire, une nouvelle technique appelée magnétohydrodynamique (M.H.D.), l'énergie éolienne, l'énergie géothermique et l'énergie solaire.

Les travaux sur l'énergie nucléaire ont progressé en termes de fission nucléaire. On peut mieux comprendre les principes de fonctionnement des réacteurs à fission, générateurs ou non, si l'on connaît les propriétés des éléments radioactifs en dépôts dans la nature, l'uranium et le thorium. Ces éléments comprennent deux matières nucléaires: 1) les fissiles, représentées par l'uranium à isotope 235, dont le noyau peut éclater par bombardement d'un neutron libre et libérer une intense énergie (d'autres neutrons sont libérés et peuvent provoquer par bombardement une réaction en chaîne); et 2) les fertiles,

which can be subjected to neutron bombardment and thus be converted into fissile material. For example, the fertile materials Thorium 232 and Uranium 238 can be converted to fissile Uranium 233 and Plutonium 239 respectively. The significance of this conversion (or breeding process) lies in the relative abundance of the fertile materials in nature. Only 0.7 per cent of natural uranium is in the Uranium 235 form, the balance being Uranium 238. Thorium resources appear to be about equal to uranium resources. It has been estimated that the potential of nuclear fuels may be increased forty-fold as a result of fertile materials being converted in breeders. (A breeder reactor is one which produces more fissile material from fertile material than it consumes in fissile fuel.)

Britain, France, the Soviet Union and the United States are spending millions of dollars each year on fast-breeder systems. While many technical problems are involved in the development of breeders, it is anticipated that a number of small- and medium-scale demonstration plants may be operational within this decade in the above countries.

Work is also proceeding on still another source of nuclear generation—fusion power. The fusion process is somewhat the reverse of fission. Light atoms, such as hydrogen, are combined or “fused” with other light atoms. The result of both processes is the same; tremendous quantities of energy are released. The abundant availability of fuel supply makes the fusion reactor an attractive prospect. Work, however, is still in the pure research stage and it is not expected that fusion will become a viable source of power for at least twenty to forty years. In Canada, in late 1973, it was announced that the Ministry of State for Science and Technology had commissioned a pilot study which, during the course of one year, will enquire into the problems of controlled nuclear fusion and recommend the extent of future Canadian involvement in such research. The study will be carried out by a consortium of research organizations in Quebec, including the Hydro Quebec Research Institute (IREQ).

Canada's emphasis on reactor designs using “thermal” or slow neutrons and natural uranium shows promise of further development which can assist in avoiding an energy shortage towards the end of the century. The CANDU design features neutron economy allowing the use of natural uranium, which, since expensive enrichment facilities are not required, results in correspondingly low fuel costs. This in turn makes the CANDU system much less sensitive to the increasing price of uranium and would thus expand the available fuel sup-

éléments autres que ceux de la matière fissile, mais dont certains peuvent être transmutés en matière fissile par bombardement de neutrons. Par exemple, les fertiles, le thorium 232 et l'uranium 238, peuvent être transmutés en matières fissiles, l'uranium 233 et le plutonium 239. L'importance de cette conversion (ou processus de régénération) réside dans la relative abondance des matières fertiles dans la nature. L'uranium naturel ne contient que 0.7% d'uranium 235 comparativement à 99.3% d'uranium 238. Les ressources en thorium semblent équivalentes à celles de l'uranium. Une estimation indique que la conversion des matières fertiles par surrégénérateurs multiplierait par 40 les ressources potentielles en combustible nucléaire. (Un réacteur surrégénérateur est une source de production à partir d'une matière fertile d'une quantité de matière fissile supérieure à sa consommation.)

L'Angleterre, la France, l'Union Soviétique et les États-Unis consacrent chaque année un budget de millions de dollars à l'étude de réacteurs surrégénérateurs rapides. Malgré de multiples problèmes techniques dans la mise au point de surrégénérateurs, la mise en opération d'un certain nombre de petites et de moyennes centrales expérimentales est prévue au cours de la présente décennie dans ces pays.

La recherche porte sur une autre source nucléaire de production électrique, l'énergie de fusion. La fusion est en quelque sorte l'inverse de la fission. Des atomes légers, par exemple, d'hydrogène, s'unissent ou «fusionnent» avec d'autres atomes légers. Dans les deux processus, les phénomènes dégagent d'énormes quantités d'énergie. L'abondance des réserves en combustible donne au réacteur à fusion un avenir prometteur. Toutefois, les travaux ne sont qu'à l'étape de la recherche pure et la fusion ne pourra être une source rentable d'énergie électrique avant 20 ou 40 ans. Vers la fin de 1973, on a annoncé au Canada que le ministre d'État aux Sciences et à la Technologie avait décidé l'entreprise d'une étude-pilote durant une année, afin de préciser les problèmes du contrôle de la fusion nucléaire, et de faire des recommandations sur l'implication future du Canada dans de telles recherches. Un consortium d'agences de recherches au Québec, y compris l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec, se chargera de cette étude.

Les recherches au Canada, orientées sur une conception de réacteurs utilisant des neutrons lents ou «thermiques» et de l'uranium naturel, offrent la perspective d'un immense progrès qui permettrait d'éviter une pénurie d'énergie vers la fin du siècle. Le réacteur canadien (CANDU) à l'uranium naturel permet une économie de neutrons et dispense d'installations coûteuses d'enrichissement, ce qui réduit d'autant le coût du combustible. Cet avantage du

ply by permitting the extraction of uranium from much lower grade ore than is at present employed, and possibly the extraction of uranium from sea water. Other variants under study would employ thorium as part of the fuel charge.

The key feature of the CANDU system is the use of deuterium oxide (D_2O —or heavy water) as a moderator, which allows the high neutron efficiency. Heavy water is produced from a process of extraction of the small fraction which occurs naturally in normal water supplies. The Canadian system might thus be viewed as the choice of enriching the moderator water supply instead of enriching the uranium fuel.

Recent operating experience at Ontario Hydro's Pickering generating station, which employs reactors of the CANDU type for its four 540 MW generating units, has been most encouraging in demonstrating the excellent reliability of the CANDU system.

There are thus at least three avenues being explored to expand nuclear energy resources. The advanced converter reactors, such as CANDU and the high temperature reactors, would permit the economical utilization of lower grade ores; the breeder reactors would maximize the energy extracted per pound of uranium; the fusion reactors would make available as fuel the lighter elements not currently employed. Successful development of any one of these options would ensure a substantial extension of the currently available energy resource base. In fact, it is likely that more than one option will be successfully implemented and there is thus substantial assurance that adequate energy sources for electricity production will continue to be available for the foreseeable future.

Another energy technology which has recently been revived to meet the energy challenge of the future is magnetohydrodynamics (MHD). Investigations in this field are being carried out in Canada but the major portion of work is being done in the Soviet Union and the United States. The prime advantage of MHD over more conventional fuel conversion technologies (fossil or nuclear) is the relatively high efficiency of operation. Theoretically, efficiency could be in the order of 60 per cent, compared to about 40 per cent for the present fossil-fueled plants and slightly over 30 per cent for nuclear fission plants. The high order of efficiency results from the removal of the temperature limitations of the conventional processes where thermal energy must be turned into mechanical energy to spin the turbines which produce electricity. MHD technology permits direct transformation from thermal to electrical

système CANDU rend le coût d'énergie moins sensible à la montée du prix de l'uranium et augmenterait le potentiel des réserves disponibles, en permettant l'extraction d'uranium à partir de minerais à plus faible teneur que ceux présentement employés, et peut-être même l'extraction d'uranium de l'eau de mer. D'autres sources à l'étude comprennent l'emploi du thorium comme partie de la charge de combustible.

L'élément clef du système CANDU est l'emploi de l'oxyde de deutérium (D_2O ou eau lourde) comme modérateur, ce qui permet une grande efficacité des neutrons. L'eau lourde est obtenue par un procédé d'extraction d'une petite fraction d'eau analogue à l'eau ordinaire. Le système canadien peut être considéré comme le choix de l'enrichissement de l'eau d'approvisionnement du ralentisseur plutôt que de l'enrichissement de l'uranium source de combustible.

Une expérience récente à la centrale de Pickering de l'Hydro-Ontario, équipée de réacteurs du type CANDU pour ses quatre groupes de 540 MW, a démontré l'excellence du rendement du système CANDU.

La recherche a au moins trois options à l'étude en vue de l'expansion des ressources énergétiques nucléaires. Les réacteurs à conversion avancés du type CANDU et les réacteurs thermiques à haute température permettraient l'utilisation économique des minerais à faible teneur; les réacteurs surrégénérateurs devraient maximiser l'énergie libérée par livre d'uranium et les réacteurs de fusion devraient permettre d'utiliser comme combustible les éléments légers non employés. La réalisation d'une de ces options devrait donc assurer une prolongation substantielle des ressources énergétiques actuellement disponibles. En fait, il est vraisemblable que plus d'une option sera réalisée; il reste donc assez certain que les réserves d'énergie seront suffisantes pour la production de l'électricité dans un avenir prévisible.

Une autre technique de production d'énergie, la magnétohydrodynamique (M.H.D.), a récemment fait l'objet d'études intensives afin de faire face aux problèmes futurs d'énergie. Au Canada, on étudie cette technique, mais les recherches se font surtout en Union Soviétique et aux États-Unis. L'avantage de la technique M.H.D. sur les procédés classiques de conversion des combustibles (fossiles ou nucléaires) réside dans sa haute efficacité. Théoriquement, l'efficacité de la M.H.D. pourrait être de l'ordre de 60%, contre environ 40% pour les centrales thermiques classiques actuelles et à un peu plus de 30% pour les centrales de fission nucléaire. Cette haute efficacité résulte de l'absence des limites de température inhérentes aux procédés classiques, où l'énergie thermi-

energy by means of passing a hot gas, seeded with conductive particles, through a magnetic field. MHD has the advantage of being employable in conjunction with existing fossil-fueled plant technology.

Direct conversion from a primary energy source to electricity is not limited to MHD technology. Thermionic emission, thermo-electric generation and fuel cells also represent direct conversion processes. None of these, unfortunately, have to date proved adaptable to the large-scale generation which is needed. The fuel cell may well be adaptable to providing electrical energy supplies to isolated areas and is being closely studied by the Hydro Quebec Research Institute. Hydro Quebec has had a fuel-cell installation on line. Demonstration fuel cells are also being tested by gas utilities in Alberta.

Recently, some renewed interest has been shown, notably in Canada by the National Research Council, in the development of wind-driven generators. Such generation would appear to be a promising source of power for relatively small-scale application in remote locations in Canada or, perhaps, in developing countries.

Canada also offers some natural prospects for the development of geothermal generation in British Columbia and the Yukon. While it is not expected that these resources would make a large contribution to Canadian electrical energy requirements, it has been proposed that they might be considerably augmented by accessing more deeply located steam beds using nuclear blasting techniques.

The ultimate source of energy to which man may inevitably be forced to turn is solar power. So great is the potential of this source, it has been estimated that the sun could provide more than five hundred times the world's total energy requirements forecasted for the year 2000. Although still in the embryonic stages, a number of credible methods of harnessing this potential have been suggested. One of the more imaginative schemes would utilize large solar panels, similar to smaller ones now used on spacecraft, placed in orbit around the earth. The panels would produce electrical energy which would be transmitted to collectors on earth via microwaves.

Because of long hours of sunshine in Australia, much current research into solar power is being carried out there, in parallel with efforts aimed at the production of synthetic fuels from solar energy. Small-scale solar generation, which unfortunately, at present, involves

que doit être transformée en énergie mécanique pour actionner les turbines productrices d'électricité. La M.H.D. permet la transformation directe de l'énergie thermique en énergie électrique par le passage d'un gaz chaud à teneur de particules conductrices dans un champ magnétique. La M.H.D. a l'avantage de pouvoir être utilisée en combinaison avec le système des centrales à combustibles fossiles.

La conversion directe de l'énergie d'une source primaire en électricité n'est pas limitée à la méthode M.H.D. L'émission thermo-ionique, l'effet thermo-électrique et les cellules à combustible constituent également des techniques de conversion directe, mais à ce jour aucune d'elles n'a pu être adaptée à une production à grande échelle. La cellule à combustible pourrait l'être pour un approvisionnement d'électricité de régions isolées; cette technique fait l'objet d'études à l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec. L'Hydro-Québec a mis en service une cellule à combustible. Des services publics de distribution du gaz en Alberta expérimentent les cellules à combustible.

Récemment, un certain intérêt, notamment du Conseil national de recherches du Canada, s'est porté sur une utilisation développée de l'énergie éolienne. Ce potentiel apparaît comme une source d'énergie prometteuse pour la production des besoins locaux relativement modestes dans des localités isolées au Canada et peut-être dans des pays en voie de développement.

Le Canada a aussi quelques sources propres à la production géothermale en Colombie-Britannique et au Yukon. Ces sources n'apporteraient certainement pas une grande contribution aux besoins canadiens d'énergie électrique, mais des scientifiques ont suggéré qu'elles pourraient être considérablement augmentées en rendant accessibles à l'aide de techniques d'explosion nucléaire, les poches de vapeur profondes.

L'ultime source d'énergie, vers laquelle l'homme sera peut-être forcé de se tourner, est l'énergie solaire. Le potentiel de cette source est tel, qu'il a été estimé que le soleil pourrait fournir une énergie 500 fois supérieure aux besoins mondiaux prévus pour l'an 2000. Bien qu'à l'état embryonnaire, il existe un certain nombre de méthodes possibles d'exploitation de ce potentiel. L'une des plus ingénieuses comporterait l'emploi d'immenses panneaux d'accumulation solaire, similaires aux petits panneaux des engins spatiaux placés en orbite. Les panneaux fourniraient ensuite de l'énergie électrique qui serait transmise sous forme de micro-ondes vers des collecteurs installés sur terre.

extremely high capital costs, is a reality today, mainly in the space program, but it will likely be well into the 21st century before significant solar generation is available.

In parallel with efforts to develop new electrical energy sources, considerable effort is being expended on the development of suitable storage media for such energy. It will be readily appreciated that such media are necessary wherever there is a mismatch between the availability of and the demand for the energy (e.g., tidal, wind or solar sources) and could extend the efficient utilization of base load type generating plants. In this connection, the past year has seen an encouraging advance take place in the field of storage batteries with the development in the United States of a metal sulphide electrode for a lithium-sulphur type of battery.

While Canadians must continually examine and review developments of previously untried sources of energy to meet their longer-term needs, Canada is in the fortunate position that most, if not all, of its energy needs can be economically met with presently available resources and relatively modest adaptation of existing technology.

ENVIRONMENT

Canadians depend upon electrical energy and value its convenience, safety and reliability. They also value healthful, pleasant surroundings and show concern for the natural environment in which they live. The Canadian electrical utility industry, as is the case with federal and provincial environmental control agencies, believes that these two demands are compatible, and directs its efforts towards ensuring that an adequate supply of electrical energy is made available, safely, reliably, economically and with careful regard for the environment.

All the techniques presently available for the generation, transmission and distribution of electrical energy impose some irreversible changes on the environment. Hydroelectric power projects involve the construction of dams and the creation of storage reservoirs that can produce adverse effects on both the existing terrestrial and aquatic ecosystems. The combustion of fossil fuels for energy conversion, associated with conventional thermal-electric stations, inevitably results in the release of air pollutants to the atmosphere. All thermal stations, especially nuclear, discharge considerable quantities of heat to the environment. Transmission and distribution

Du fait d'un long ensoleillement, de nombreuses recherches sur l'énergie solaire sont entreprises en Australie, parallèlement à des études axées sur la production de combustibles synthétiques par l'énergie solaire. La production d'énergie électrique sur une petite échelle, à partir de l'énergie solaire, est une réalité, surtout dans le domaine spatial, mais elle exige des investissements extrêmement élevés; il semble que le XXI^e siècle sera avancé avant qu'une production valable de source solaire soit disponible.

Parallèlement aux recherches de nouvelles sources d'énergie électrique, de nombreuses études sont entreprises sur des systèmes d'accumulation de cette énergie. Une accumulation d'énergie est absolument nécessaire lorsque la disponibilité et la demande ne coïncident pas (énergie de marée, éolienne et solaire); ces sources d'énergie complèteraient la production des centrales à puissance fixe. En accumulation, la mise au point l'an dernier aux États-Unis d'une électrode de sulfure métallique pour un accumulateur au lithium-soufre a constitué un progrès dans ce domaine.

Dans la recherche permanente de nouvelles sources d'énergie aménageables, face aux besoins à long terme de la population, le Canada est favorisé car la majorité, sinon la totalité, des besoins en énergie du pays peut être économiquement assurée avec les ressources potentielles et une légère modernisation des techniques.

ENVIRONNEMENT

Les Canadiens dépendent de l'énergie électrique et en apprécient la commodité, la sécurité et la fiabilité. Ils désirent vivre dans un milieu sain, agréable et montrent de l'inquiétude au sujet de l'environnement. Les services d'électricité, tout comme les organismes des gouvernements fédéral et provinciaux de la protection de l'environnement, croient que ces deux exigences sont compatibles et planifient leurs travaux afin d'assurer des services adéquats, fiables et économiques, tout en maintenant l'équilibre écologique.

Les techniques actuelles de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique entraînent des mutations irréversibles du milieu. Les aménagements hydroélectriques, construction de barrages et de réservoirs, peuvent avoir des effets nuisibles sur les écosystèmes terrestres et aquatiques. Les centrales thermiques à combustibles fossiles déversent dans l'atmosphère des éléments de pollution. Toutes les centrales thermiques, notamment les nucléaires, rejettent d'énormes quantités de chaleur. Les réseaux de transport et de distribution occupent de vastes zones et leur perspective est souvent jugée disgracieuse. Dans le cadre des possibilités tech-

facilities require large areas of land and are often considered unsightly in appearance. Within present technological limitations, the electrical utilities rely on careful environmental planning to minimize these negative environmental impacts, while actively pursuing research and development programs to offset these problems in the future.

The environmental activities of Canadian electrical utilities can be divided into the following categories:

- a) overview studies
- b) impact studies
- c) monitoring programs
- d) research and development programs.

Environmental overview studies or inventories are normally utilized at the site-selection phase of a utility's expansion program. These studies are designed to provide detailed information describing existing environmental conditions at a proposed site and usually involve extensive field studies.

The most complex studies are usually associated with hydro-electric developments, as these projects can affect a considerable area of land. Data are gathered to assess the quantities, habits and needs of all types of wildlife, fish and vegetation. Special emphasis is placed on searches for rare species, archeological and historical sites, and unique environmental conditions. In the case of the James Bay project, over forty different environmental studies are presently under way, with total expenditures expected to exceed \$10 million by 1976. It is important to note that several of these studies are of national as well as provincial interest and will produce valuable information to assist environmental planners in their work on various types of developments elsewhere throughout Canada.

Environmental site investigations for conventional thermal and thermal-nuclear developments are primarily concerned with assessing the existing air and water quality conditions of the site area. Air quality studies may include measurements of prevailing atmospheric conditions to enable an assessment of the dispersion characteristics at the site. Water quality studies often include investigations to analyze existing water temperature regimes and the mixing and circulating characteristics of the water system.

Following the completion of the overview studies, environmental impact studies attempt to predict the influence a proposed development will exert on the existing environment. This analysis usually includes an assessment of all the alternatives and trade-offs involved and

niques, les services d'électricité minimisent les atteintes à l'environnement, poursuivent des études et planifient des aménagements à la résolution de ces problèmes.

Les programmes peuvent comprendre:

- a) des études d'ensemble
- b) des études d'impact sur le milieu
- c) des programmes de contrôle
- d) des programmes de recherche et d'aménagement.

Les études d'ensemble du milieu, ou inventaires, correspondent à la phase de sélection de la zone du programme d'expansion d'un service d'électricité. Cette catégorie d'étude comporte l'analyse des conditions de l'environnement de la zone à aménager et est souvent complétée par des études détaillées des lieux.

Les études plus complexes entrent dans le cadre d'installations hydroélectriques dont l'aménagement peut être néfaste à une importante région. Les données obtenues permettent d'étudier le nombre, les habitudes et les besoins de toutes espèces d'animaux sauvages, de poissons et de végétation. Des recherches ont porté spécialement sur des espèces rares, des lieux archéologiques et historiques et sur les conditions d'environnement d'un milieu spécial. Dans le projet d'aménagement de la baie James plus de 40 études différentes du milieu sont en cours dont le coût estimé excédera en 1976 plus de dix millions de dollars. À noter que plusieurs de ces études ont un intérêt tant national que provincial, et apporteront aux écologistes des données de valeur pour leurs études de divers types d'aménagements dans des régions analogues au Canada.

Les études des zones d'installation éventuelle de centrales thermiques classiques et nucléaires portent spécialement sur une évaluation de la qualité de l'air et de l'eau de la région. L'étude de la qualité de l'air peut comprendre des mesures des conditions atmosphériques prédominantes de la zone afin d'en établir les caractéristiques de dispersion. Les études de la qualité de l'eau comprennent souvent des recherches aux fins d'analyses du régime de température des eaux et des particularités du mélange et de la circulation.

À la suite des études d'ensemble, des analyses portent sur les effets de l'aménagement sur le milieu. L'analyse comprend une évaluation des diverses alternatives et options et permet de minimiser l'impact défavorable de l'aménagement.

Les études de l'impact influent progressivement sur la conception et le fonctionnement des installations mo

attempts to minimize the negative impact of projects.

The results of impact studies are becoming increasingly apparent in the design and operation of modern generating facilities. The Kootenay Canal hydro-electric power development of the British Columbia Hydro and Power Commission will include provisions to retain sites thought to contain Indian relics and well-known fishing areas. The same project includes designs to allow animals to swim across the lower reaches of the power canal and careful landscaping is expected to help retain the attraction of the countryside. The environmental impact report published this year describing the Lorneville, New Brunswick area, details the New Brunswick Electric Power Commission's environmental protection measures for implementation at the Coleson Cove generating station. Provision for firing low-sulphur fuel during periods of adverse meteorological conditions, together with the installation of electrostatic precipitators will alleviate air pollution problems.

The environmental activities of electrical utilities have not been limited to plans and studies relating to future expansion plans. Environmental monitoring programs are carried out to study the effects of existing operations. The major concern of these programs is to document the behaviour of pollutants, including thermal discharges, in the environment. These studies make significant contributions to the development and refinement of techniques for predicting environmental impacts. Monitoring programs also enable utilities to predict, and to modify operations to alleviate, potential problems, such as air pollution episodes created by meteorological conditions.

Monitoring systems at the Pickering generating station ensure that radioactive releases from the nuclear station are maintained well below hazardous levels. The results of these measurements indicate that a mature CANDU type station releases approximately 1 per cent of the maximum limits recommended by the Atomic Energy Control Board and the International Commission for Radiological Protection, the world's authoritative body on radiation protection.

Research and development work continues in an attempt to provide solutions to existing problems and to develop the technology required for protection of the environment in the future. In the field of air pollution, both Ontario Hydro and the New Brunswick Electric Power Commission plan to use highly efficient electrostatic precipitators for the collection of particulate matter discharged from oil-fired units, a precipitator application for which limited operating experience is available. In a similar situation, Calgary Power has conducted

dernes de production. Le projet d'aménagement hydro-électrique du canal Kootenay de la *British Columbia Hydro and Power Commission* comporte des dispositions sur la préservation de lieux de pêche renommés et de zones qui pourraient renfermer des reliques indiennes. Dans le projet, sont incluses la possibilité pour les animaux de traverser à la nage les biefs d'aval du canal, outre des dispositions pour la conservation du paysage. Le rapport publié cette année, d'une étude d'impact sur l'environnement de la région de Lorneville, énumère les mesures de protection de l'environnement imposées par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick pour l'aménagement de la centrale à Coleson Cove. Les dispositions pour assurer à la centrale un combustible à faible teneur en soufre au cours des périodes de mauvaises conditions météorologiques et la mise en place de filtres électrostatiques réduiront les émissions de pollution de l'air.

Les programmes des services d'électricité pour la protection de l'environnement ne se sont pas limités à des plans ou des études relatifs aux projets d'expansion. Le contrôle de l'environnement est appliqué pour étudier les effets des centrales en production. L'objectif est d'obtenir des données sur le comportement des agents de pollution, y compris les décharges thermiques. Ces études apportent une importante contribution à la conception et à l'ajustement de techniques de prévision de l'impact sur l'environnement. Les contrôles permettent aussi aux services d'électricité de prévoir et de modifier les opérations aux centrales, afin de diminuer les problèmes en potentiel, comme les périodes de pollution atmosphérique créées par des conditions météorologiques.

Le système de contrôle de la centrale de Pickering maintient les émissions radioactives bien au-dessous du niveau dangereux. Les mesures de ces émissions indiquent qu'une centrale au point, de type CANDU, émet environ 1 % du maximum indiqué par la Commission de contrôle de l'énergie atomique et l'*International Commission for Radiological Protection*, dont les travaux dans cette discipline font autorité dans le monde.

Les scientifiques poursuivent des recherches et des études vers la solution des problèmes actuels et la mise au point de techniques pour la préservation de l'environnement. En réduction de la pollution de l'air, l'Hydro-Ontario et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick projettent l'emploi de filtres électrostatiques à précipitation efficace des particules de matières rejetées par les groupes de centrales à mazout, mais en application l'expérience reste limitée. La *Calgary Power* a effectué dans une centrale une étude-pilote des problèmes associés au rendement du système de précipitation dans les

pilot plant studies to investigate the problems associated with precipitator performance when burning low-sulphur coal in thermal stations. Ontario Hydro continues to actively support projects to develop systems to remove sulphur oxides from flue gases.

In the field of water pollution, where thermal discharges are the major problem associated with the production of electrical energy, cooling ponds and cooling towers are being used. This is the case in Alberta, but additionally, studies are presently under way to investigate the possibilities of utilizing the heat discharged to cooling water to produce conditions suitable for the commercial production of fish and lobsters in Alberta and New Brunswick respectively.

Plans were announced this year by Ontario Hydro to burn municipal refuse as a fuel in one of the boilers of the Lakeview generating station. The same site presently has a fly-ash beneficiation pilot plant in operation that is designed to produce marketable products from the fly-ash collected in precipitators and presently disposed of as sanitary landfill. These projects, if successful, could transform two potentially major solids waste problems into valuable resources.

Ontario Hydro and Hydro Quebec are both involved in research projects aimed at reducing the environmental problems associated with transmission and distribution facilities. Ontario Hydro's Damut (ducted air medium underground transmission) project indicates that costs for this type of underground transmission may be only one-fifth the cost of present underground methods, but this is still three times the cost of present overhead systems. Other research projects involving spacer gas (e.g., sulphur hexafluoride) as an insulating gas could reduce equipment sizes and therefore land requirements for transformer stations. Hydro Quebec's Research Laboratories (IREQ) are involved in research projects involving cryogenic superconductors. Researchers believe that superconductors can increase transmission capacities by a factor of ten and, at the high capacities which will be required in the future, should prove less expensive than conventional cables.

Although considerable environmental progress has been achieved, the electrical utilities and environmental control agencies realize that many difficult decisions will have to be made in the future. In an attempt to include public concern and social values as part of the decision-making process, a role for public participation in the expansion of electrical energy systems is being actively sought. In the past year, public hearings have been held to inform the public on future plans for both generating

centrales thermiques à charbon peu sulfureux. L'Hydro-Ontario appuie les projets de mise au point de systèmes d'élimination des oxydes de soufre des gaz de combustion.

En pollution de l'eau, les décharges thermiques des centrales constituent un problème majeur et entraînent la construction de bassins et de tours de refroidissement. Ces bassins sont employés en Alberta, et les services étudient la possibilité d'utiliser la chaleur transmise à l'eau de refroidissement pour créer des conditions propices à l'élevage commercial de poisson et de homard en Alberta et également au Nouveau-Brunswick.

L'Hydro-Ontario a publié cette année l'étude d'un projet d'utilisation des ordures ménagères comme combustible dans une des chaudières de la centrale de Lakeview. À la centrale, une usine-pilote d'enrichissement des cendres volantes fabrique des produits commerciaux à partir des précipités des cendres, actuellement jetées dans un dépôt sanitaire. Le succès de ces méthodes transformerait les deux sources de problèmes majeurs avec les résidus solides, en ressources de valeur.

L'Hydro-Ontario et l'Hydro-Québec ont planifié des programmes d'études des problèmes de protection de l'environnement résultant des réseaux de transport et de distribution. Dans le projet Damut (*ducted air medium underground transmission*) les coûts de ce type de transport souterrain peuvent être du cinquième du coût des conduites souterraines selon les méthodes actuelles, mais ce prix est encore trois fois plus élevé que le coût des lignes aériennes. Des recherches sur l'emploi d'un gaz comme isolateur des câbles (par exemple, l'hexafluorure de soufre) permettent d'espérer une réduction des dimensions des appareils et du matériel, et par suite, des superficies des postes de transformateurs. L'Institut de recherches de l'Hydro-Québec poursuit des recherches sur les supraconducteurs cryogéniques; les chercheurs croient que les supraconducteurs décuplent la capacité de transport et devraient être moins coûteux que les câbles isolés au gaz pour le transport des hautes tensions de l'avenir.

D'immenses progrès ont été accomplis pour la protection de l'environnement, mais les services d'électricité et les organismes de contrôle de la qualité de l'environnement se rendent compte qu'il reste de multiples décisions complexes à prendre à l'avenir. Dans l'expansion des systèmes d'énergie électrique, une question à l'étude concerne le rôle du public, sur le plan social et du bien-être public, dans le cadre des prises de décisions. Des scientifiques ont tenu l'an dernier des séances d'information afin de documenter le public sur les aménagements de centrales de production électrique et de réseaux de transport

stations and transmission lines, and to make people more aware of the environmental problems and trade-offs involved in power system planning.

SYSTEM PLANNING, RELIABILITY AND SECURITY

Historically, the role of the electric system planner and designer has been to provide reliable supplies of electrical energy, at reasonable cost, by judicious selection and optimization of equipment and fuels for use in the electric power system, from amongst the available alternatives. In recent years, this task has been further complicated by the need to incorporate environmental protection measures and, still more recently, by the rapid escalation in international oil prices, coupled with supply uncertainties, which have underlined the necessity for utilities to avoid undue dependence upon a single fuel source. Thus, although these two aspects of reliability and security of fuel supplies have always been of concern to utilities, recent events have placed increased emphasis on the latter aspect, especially in certain regions of the country.

Dealing first with the reliability aspect, much progress has been achieved by constructing generating stations of increased size and efficiency, located on the most favourable sites; by increasing the capacity and voltage of transmission and distribution systems; and by interconnecting with neighbouring systems to maximize equipment utilization within adjoining regions. These advances have been substantially aided by the parallel development of analytical techniques, which are enhancing the ability to assess the reliability of alternative generation, transmission and distribution systems and to optimize the reliability of the entire power system. Increasing attention is also being directed to the assessment of the social costs of power system disturbances, with the objective of optimizing reliability investments and relating these to the needs of different classes of customers. These efforts have encouraged the growth of large and relatively complex transmission systems which have, in general, resulted in improved reliability, since a shortage of generating capacity due to unexpectedly high loads or to failure of generating equipment can be compensated for by other generating capacity within the system or from neighbouring systems within a power pool.

However, as thermal stations continue to provide a greater proportion of the country's total generating capacity (more than 26 per cent in 1973 compared to about 15 per cent in 1956) the industry is being faced with an increased challenge in providing reliability. This is a result of the increased complexity of thermal-electric

and de le sensibiliser aux questions de préservation de l'environnement dans les projets de systèmes de production d'énergie.

PLANIFICATION DES RÉSEAUX, FIABILITÉ ET SÉCURITÉ

Historiquement, le rôle du planificateur des systèmes de production d'énergie électrique était d'assurer l'approvisionnement à un coût raisonnable, par un choix judicieux et optimal du matériel de production et des combustibles. Mais, depuis quelques années, cette planification est devenue complexe du fait de l'imposition de mesures de protection de l'environnement et, plus récemment, de la montée des prix mondiaux du pétrole et de l'incertitude des approvisionnements qui ont démontré la dépendance des services de production d'une seule source de combustible. La fiabilité et la sécurité des approvisionnements de combustible ont toujours préoccupé les services d'électricité, mais les récents événements ont accru l'insécurité, spécialement dans certaines régions du pays.

En sûreté d'approvisionnement, un grand progrès a été réalisé avec les vastes aménagements de centrales à grande puissance, aux endroits les plus favorables, les accroissements de puissance et de tension des réseaux de transport et de distribution et l'interconnexion avec des réseaux limitrophes de régions contiguës. Les nouvelles techniques d'analyse ont permis d'assurer ces progrès et la fiabilité de diverses sources de production, de réseaux de transport et de distribution et, dans l'ensemble, d'optimiser la sûreté du système d'approvisionnement d'énergie électrique. Une attention progressive est donnée aux coûts des perturbations sociales du système d'énergie afin d'optimiser le rendement des investissements et d'établir une relation entre ces coûts et les besoins des diverses catégories de clients. Ces techniques ont permis d'étendre de vastes réseaux complexes de transports qui ont en général amélioré la sûreté d'approvisionnement par l'apport d'énergie de d'autres sources du même réseau ou de réseaux limitrophes interconnectés, en cas de coupure en un point du système, soit par surcharge, panne ou défaillance du matériel.

Toutefois, malgré l'accroissement de puissance des centrales thermiques (plus de 26% en 1973 contre 15% en 1956), l'industrie de l'électricité se trouve face à d'immenses problèmes de sûreté, du fait de la complexité croissante des groupes thermiques et de l'ensemble des systèmes de production. En entretien, les groupes thermiques doivent être arrêtés, en moyenne au cours d'une année, au-delà de 4% du temps contre 1% des groupes de centrales hydroélectriques. Le taux d'arrêt plus élevé

tric units and their associated boiler and auxiliary systems. In fact, in an average year thermal units are forced out of service over 4 per cent of the time, while hydro units are out only about 1 per cent. The higher outage rate of thermal units is reflected both in longer average outage times and greater outage frequency. Compounding the problem even further is the fact that a typical thermal unit must be taken out of service for up to four weeks per year for planned maintenance, while much shorter periods are normally required for hydro units. In maintaining adequate reliability in the electric power system, unreliability in individual components must be offset by the provision of additional reserve capacity with corresponding increases in capital costs. Recent experience with thermal generating units of the largest sizes now in use has shown the need for increasing the reliability and improving the performance of these units. Indeed, without such improvements, the pursuit of capital cost reduction through larger generator unit size would no longer be realistic.

One of the justifications for the use of interconnections, as has been previously indicated, is in relation to reliability. Additional advantages lie in opportunities to install and use larger generating facilities, to optimize construction schedules and to operate the least expensive generation available to meet system loads. Frequently, the characteristics of interconnected systems will be complementary. Seasonal or daily load peaks may be non-coincident, permitting less total generation than would be needed for each system separately. One system may possess more favourable conditions for base load generation while another may have convenient locations for peaking plants.

In the long run, the attractiveness of interconnections will depend upon system size, the transmission distances involved, and the degree to which the system capabilities and demands complement one another. In a joint federal-provincial study on long-distance transmission, tabled in the House of Commons in December, 1968, it was concluded that conditions in Canada did not then make a nationally connected and integrated electrical power system attractive. However, certain individual regional inter-ties are currently being reassessed. One of the important technical factors encouraging interconnection is the emergence of high voltage direct current (HVDC) transmission as a mature technology. This technique has previously been emphasized mainly for its economy in transmitting large blocks of power over long distances, as for instance in its application to the Nelson River System in Manitoba. (And in this context, it is currently being assessed in comparison to extra high voltage alternating current (EHV-AC) for transmitting

des groupes thermiques se reflète tant dans la durée moyenne des arrêts que dans leur fréquence. Le problème se complique du fait que l'entretien normal d'un groupe thermique impose chaque année jusqu'à quatre semaines d'arrêt et que celui d'un groupe hydroélectrique demande beaucoup moins. Le maintien du niveau de production d'énergie électrique exige une puissance de réserve pour pallier à une carence des groupes individuels, et se traduit par une hausse des coûts. Une expérience récente sur des groupes thermiques plus puissants a démontré l'absolue nécessité d'en augmenter la fiabilité et le rendement. En productivité, sans de telles améliorations, la recherche d'une réduction des coûts, avec mise en service de groupes plus puissants, ne serait pas réaliste.

L'une des raisons indiquées, qui justifie les interconnexions, est reliée à la sûreté d'approvisionnement. D'autres avantages sont reliés aux possibilités d'installer et d'utiliser de plus grandes centrales, d'optimiser les planifications de construction et d'exploiter des centrales moins coûteuses pour répondre aux besoins. En général, la caractéristique des réseaux interconnectés est d'être complémentaire. Les demandes de pointe, quotidiennes et saisonnières, par exemple, peuvent ne pas être simultanées, ce qui permet de réduire la production. Un réseau de production peut être placé dans des conditions favorables à un approvisionnement de base, tandis qu'un autre peut avoir des centrales mieux placées pour répondre à la demande de pointe.

A long terme, l'intérêt des interconnexions dépendra de la dimension des réseaux, des distances de transport, de la puissance du système de production et de la demande additionnelle. Une étude fédérale-provinciale du transport à longue distance, déposée à la Chambre des communes en décembre 1968, indiquait que les conditions au Canada ne permettaient pas un quadrillage national entièrement relié et intégré. Néanmoins, certaines connexions régionales font l'objet d'études. Un facteur technique important pour la création d'un réseau relié est la mise au point du transport par courant continu à haute tension. Cette réalisation permet un transport économique d'énormes quantités d'énergie sur de longues distances, par exemple, le complexe hydro sur le fleuve Nelson, au Manitoba. (Cette technique fait l'objet d'une étude comparative avec celle par courant alternatif à tension extrêmement élevée pour le transport de l'énergie de la baie James aux centres de demande du Québec.) Ce type relie également des réseaux régionaux à Eel River (N.-B.), où le système asynchrone et la souplesse de contrôle de l'écoulement d'énergie ont permis d'éviter des difficultés techniques qu'aurait occasionnées la jonction des réseaux à courant alternatif du

power from James Bay to Quebec load centres.) It is now also being employed for a regional interconnection at Eel River, New Brunswick, where the asynchronous feature of the HVDC link and the flexibility of control of power flow has avoided the technical problems which would have arisen in connecting the alternating current systems between Quebec and New Brunswick. At present, HVDC is being evaluated in connection with the transmission of hydro-electric power from Labrador to the Island of Newfoundland, where its advantages from the viewpoint of long-distance transmission and regional interconnection could be exploited, in addition to economies resulting from EHV-DC in submarine cable transmission.

Interregional ties have been and are being developed as economic, technical and operational factors permit. These developing interconnections include ties across the international boundary with the United States, when there is mutual advantage to Canadian and U.S. systems.

So far, this discussion has concerned the principles upon which system planning would be based, given access to assured supplies of fuel at reasonably predictable prices, conditions which existed in Canada until very recently. However, the current uncertain international oil supply and price situation has focused increased attention on the need for security of fuel supplies. Viewed in this light, the situation of Canadian power utilities is, briefly, as follows: west of the Manitoba-Ontario border, generation is from either hydro or indigenous fuels; Ontario is rather heavily dependent upon coal imported from the United States; Quebec generation is almost 100 per cent hydro; New Brunswick and Nova Scotia are heavily dependent upon imported oil; Prince Edward Island is 100 per cent dependent upon imported oil; and Newfoundland uses a small but increasing fraction of imported oil for the generation of electrical energy.

From the generation viewpoint, this situation has prompted Ontario to look to an expanded nuclear program and to give greater consideration to the use of Ontario coal and supplies from western Canada. In the Maritimes, proposals have been made for the commencement of a nuclear program. In Newfoundland, development of the Churchill River water power potential at Gull Island is envisaged.

The current situation in Canada's electric power industry has also aroused fresh interest in reinforced Ontario-Quebec inter-ties. As well, submarine cable interconnections between the mainland and Prince Edward Island and between Labrador and the Island of Newfoundland are currently being closely studied.

Québec et du Nouveau-Brunswick. Est également à l'étude, le transport par courant continu à haute tension de l'énergie du complexe hydroélectrique du Labrador à Terre-Neuve, où les avantages de ce type de courant pour un long transport et pour une interconnexion de réseaux régionaux pourraient être mis à profit, outre les économies de coût avec la pose d'un câble sous-marin.

Dans la mesure où le permettent les facteurs économiques, techniques et opérationnels, les services d'électricité ont entrepris des connexions interrégionales en utilisant ces techniques. Ces développements comprennent des liaisons avec des réseaux des États-Unis, dont la réalisation présentait des avantages réciproques pour les deux pays.

Dans le présent exposé, on a analysé les éléments de base des projets de réseaux, à partir d'approvisionnements assurés en combustible à des prix modérés et prévisibles, ce qui était le cas encore récemment au Canada. La situation actuelle d'incertitude des approvisionnements en pétrole et de son prix a fait ressortir l'absolue nécessité d'une sécurité en combustible. Sous cet angle, la situation des services canadiens d'électricité peut être brièvement résumée: à l'ouest de la frontière Manitoba — Ontario, la production utilise les ressources hydrauliques et les combustibles régionaux; l'Ontario dépend du charbon importé des États-Unis; au Québec, la source est presque exclusivement hydroélectrique; le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse dépendent fortement des pétroles d'importation; l'Île-du-Prince-Édouard en dépend totalement; et Terre-Neuve n'utilise qu'une petite fraction, mais croissante, du pétrole d'importation.

Cette situation a déterminé l'Ontario à étendre son programme d'installation d'énergie nucléaire, et à accroître l'emploi du charbon de la province et des combustibles de l'Ouest canadien. Dans les Maritimes, les services étudient un programme d'installation d'énergie nucléaire. A Terre-Neuve, est envisagé l'aménagement du fleuve Churchill à Gull Island.

Devant la situation actuelle, les services de production d'électricité reportent leur attention vers l'accroissement des interconnexions Ontario-Québec. Également, la pose de câbles sous-marins entre le continent et l'Île-du-Prince-Édouard et entre le Labrador et Terre-Neuve fait l'objet d'études sérieuses.

RESEARCH

Throughout its relatively brief history, the electric power industry has realized growth that has consistently exceeded the growth in GNP, and which has resulted in an increasing proportion of the total energy market (approximately 30 per cent in 1973) being provided by electricity. The electric utilities and supporting manufacturing industries have met many challenges in achieving this position, but these successes are not being allowed to obscure the even greater challenges which lie ahead.

These challenges result from a number of factors. Because of shrinking supplies of some fossil fuels, there will be an increasing need to employ raw energy resources such as nuclear fuels and coal. The most convenient and generally the most economical way to deliver such energy is in the electrical form. In supplying a growing fraction of Canada's needs electrically, some severe constraints must be met. Electrical conversion from primary sources and the transmission and distribution of the final product is a capital-intensive activity and there will be increasing demands and competition for Canada's limited capital resources.

These pressures will demand that every possible economy of scale be achieved, but without the penalties of reduced reliability which have attended some of the industry's previous attempts to increase the scale of equipment size. In addition, it must be recognized that both in terms of generation equipment power rating and in the use of higher voltages for transmission, the industry is beginning to push against increasingly difficult limits in terms of the mechanical and electrical strength of materials, thus a diminishing return for effort might be expected.

The challenges summarized above demand a more complete understanding of the factors and limitations which apply to present technology as well as the search for new and better technologies. This in turn requires a well-organized research and development activity, through the provision of facilities and skills of a high order, together with a careful recognition of the priorities which should be applied to meet Canadian needs. In addition to the equipment-oriented research, there is need for greater emphasis on systems research to improve the quality of the engineering which is normally undertaken by the electric utilities and their consultants.

Canada is beginning to achieve the capability in terms of facilities and skills to undertake a significant portion

RECHERCHE

Au cours de sa brève évolution, l'industrie de la production d'énergie électrique a réalisé une progression supérieure à celle du produit national brut et a fourni un pourcentage croissant de la demande totale d'énergie (environ 30% en 1973). Les services d'électricité et les industries d'appoint ont dû surmonter de multiples difficultés, mais l'avenir réserve encore d'immenses problèmes évidents.

Ces questions résultent d'un certain nombre de facteurs. L'épuisement graduel des réserves de combustibles fossiles entraînera l'emploi progressif des sources d'énergie primaire comme les combustibles nucléaires et le charbon. Évidemment, l'énergie la plus commode et la plus économique est l'électricité, mais un approvisionnement croissant des besoins au Canada imposera de sévères contraintes. La conversion des sources primaires en électricité, le transport et la distribution exigent une énorme disponibilité de capitaux, ce qui soumettra les sources limitées en capital au Canada à un accroissement d'exigences et à une concurrence.

Ces pressions exigeront la réalisation maximale d'économies d'échelle, sans pour autant diminuer la fiabilité comme dans certaines tentatives précédentes d'augmenter l'importance des installations.

D'autre part, l'industrie se heurte aux limites de résistance mécanique et de tension des matériaux, en termes de puissance du matériel de production et de l'usage de tensions plus élevées pour le transport, ce qui laisse prévoir un rendement décroissant par rapport à l'effort déployé. La solution exige une compréhension absolue des facteurs d'intervention et des limites de la technologie actuelle, et la mise au point de techniques nouvelles et supérieures, d'où la nécessité d'utiliser les installations disponibles et la haute compétence des spécialistes pour planifier les recherches et les travaux de développement et déterminer les priorités à entreprendre pour satisfaire les besoins au Canada. Outre les études de perfectionnement du matériel et de l'équipement, la recherche doit être orientée sur l'amélioration des techniques d'installation des réseaux dont les travaux relèvent des services d'électricité et de leurs experts.

Le Canada commence à disposer des ressources matérielles et humaines pour réaliser une importante partie de ses recherches et de son programme de développement. Les travaux de l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec et des *Dobson Research Laboratories* de l'Hydro-Ontario sont remarquables. A noter égale-

of its electrical energy research and development program. Noteworthy are the research capabilities of the Hydro Quebec Research Institute (IREQ) and the Dobson Research Laboratories of Ontario Hydro. It is also encouraging to note the efforts being made by the Canadian Electrical Association to develop an industry-wide research and development program which would be sponsored by all utilities in Canada. This effort, if successful, will not only supply some of the needed funds for research on the scale necessary to meet the challenges, but will also, as a spin-off, produce a much closer degree of involvement by individual utilities in the selection of project priorities and, through closer contact with the individual programs, ensure that the results of research and development work are applied to the engineering and planning of the electrical systems.

Two important aspects of the federal role should be noted. First, through the National Research Council, research activity is being encouraged both at universities and in industry. Also, the programs of the Department of Industry, Trade and Commerce play an important role in the development and implementation at the point in time when the specific design of products and of prototype equipment becomes feasible.

A major federal activity has been the development of nuclear power generating systems leading to the CANDU family of heavy water moderated, natural uranium-fueled reactor designs. Another significant federal involvement has been the provision of a portion of the capital funds for the IREQ institute, consisting of both annual grants and loans which are repayable.

It would be unreasonable to expect that all of the research and development which is needed for Canada's future electrical generation and utilization would be carried out within Canada. There is much work which is being done around the world, and Canada should take full advantage of this. Equally, Canadian research organizations should, where appropriate, participate in undertaking assignments for foreign customers and, in this respect, IREQ has made notable progress in the U.S. market through participation in cooperative projects and as consultants and advisers to other foreign countries.

A particular area for challenge in Canada's research effort is in those more exotic fields where the pay-off may be three or four decades in the future, and where other countries less well endowed with alternative energy sources than Canada may have considerably more incentive to achieve the technical breakthrough.

ment les importants travaux de l'Association canadienne de l'électricité dans la mise au point d'un vaste programme de recherche et de développement au bénéfice de l'industrie toute entière et qui obtiendrait la commande de l'ensemble des services d'électricité du Canada. Cette réalisation apporterait non seulement les capitaux nécessaires aux recherches, suivant les problèmes à résoudre, mais stimulerait une plus grande participation des services individuels dans la sélection de projets prioritaires et, par une relation étroite entre les programmes individuels, assurerait une application des résultats de recherche et de perfectionnement aux techniques d'installation et à la conception des réseaux électriques.

Deux aspects importants de la participation du fédéral doivent être mentionnés. D'une part, l'encouragement à la recherche aux universités et à l'industrie, par l'entremise du Conseil national de recherches du Canada; d'autre part, l'important appui du ministère de l'Industrie et du Commerce dans la conception et la réalisation de produits spécifiques et de matériel prototype.

Le gouvernement fédéral a apporté un appui indispensable dans la mise au point de systèmes nucléaires de production d'énergie, dont le réacteur CANDU, au modérateur à l'eau lourde et fonctionnant à l'uranium naturel. Le gouvernement fédéral a également participé à l'établissement de l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec sous forme de subventions annuelles et d'avances.

Bien entendu, les recherches et les études nécessaires à la production d'électricité et à son utilisation ne sont pas toutes faites au Canada. De nombreux travaux de recherches sont réalisés dans le monde entier et le Canada devrait largement en bénéficier. Les organismes de recherches canadiens devraient participer à la recherche mondiale en acceptant des commandes de clients étrangers, s'il convient de le faire; dans ce sens, l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec a progressé sur le marché américain par sa participation à des projets, et à titre d'expert et de conseiller en d'autres pays.

Au Canada, la recherche est particulièrement stimulée par des problèmes dans des domaines limitrophes où les résultats pourront se faire attendre trois ou quatre décennies et dans lesquels d'autres pays, moins riches en sources d'énergie que le Canada, peuvent être beaucoup plus intéressés à réaliser une percée technique; par exemple, en application de la fusion nucléaire. Il n'est peut-être pas avisé d'attendre que le Canada réalise un important progrès dans ce vaste domaine; d'autre part, il serait imprudent de compter sur les autres dans la recherche de solutions aux problèmes canadiens. En

An example of such a field is in the application of nuclear fusion. It may be unwise to expect that Canada could make a major contribution to such a large field; on the other hand, it would be folly to remain completely dependent on others to come up with solutions that would fit Canada's needs. In this connection reference was made earlier to a Canadian research program in fusion technology.

In short, there is almost no limit to the challenging tasks which can be undertaken. The problem will be to make the wisest allocation of limited resources and at the same time to ensure that, wherever possible, the appropriate solutions are available when they are needed to support the continued growth in the demand for electrical energy.

CONCLUSIONS

Canada's electric utilities are continuing to make every effort to meet the growing needs of their customers and to promote the most effective use of electrical energy. A difficult balance must be achieved amongst often conflicting economic, technical, environmental and social factors. Decisions on expansion plans must be reached through processes involving a much larger degree of public participation than has previously been practiced. If this process is to be effective in providing maximum benefits to society, it is essential that members of the public be provided with adequate information on objectives and alternatives. The electric utilities must make a corresponding effort to provide this information in a timely and accurate manner.

The capital intensive character of the electric utility business continues to provide a substantial challenge in the face of high interest rates and substantial escalation of capital costs for new construction. Some utilities are also faced with rapid increases in fuel costs which are of great concern in regions that have a high dependence on oil fuel for electrical generation.

Solutions to these problems will be found in diversifying energy sources where possible; in some regions through early construction of nuclear generating stations, in others by developing additional hydro-electric generation. Additional interconnection between regions can assist in minimizing the costs of system expansion through sharing reserve capacity and by employing the lowest cost energy sources to the maximum extent.

In the overall pattern of energy supply, electrical energy has a special role in being able to draw on resources for

fusion nucléaire, on a annoncé la planification d'un programme de recherches au Canada.

En résumé, les recherches vers le progrès sont illimitées. Le problème demeure dans une répartition économique des ressources limitées tout en s'assurant, autant que possible, de la disponibilité de solutions appropriées face à la croissance de la demande d'énergie électrique.

CONCLUSIONS

Les services d'électricité au Canada s'efforcent de satisfaire les besoins progressifs des abonnés et de préconiser l'utilisation la plus efficace de l'énergie électrique. Un difficile équilibre doit être réalisé entre des facteurs souvent d'intérêt opposé dans les domaines économique, technique, environnemental et social. Dans la prise de décisions de programmes d'expansion, doit entrer désormais une plus grande participation du public. Destinés à apporter à la société un maximum d'avantages, ces programmes doivent être connus du public tant sur les objectifs que sur les diverses options. Les services d'électricité doivent donc communiquer les informations avec précision et en temps opportun.

Le caractère primordial et essentiel de l'entreprise des services d'électricité représente un défi, face aux taux d'intérêts élevés et à la progression des coûts en construction. Certains services doivent également faire face à la croissance accélérée des coûts des combustibles, surtout dans les régions où la production d'électricité dépend des combustibles pétroliers.

Ces problèmes auraient leurs solutions, si possible, dans les diverses sources d'énergie; pour certaines régions, dans un avenir proche, la source sera de centrales nucléaires, pour d'autres, d'un accroissement du potentiel hydroélectrique. Une interconnexion additionnelle entre les régions peut aider à minimiser les coûts d'expansion du système par le partage de la capacité de réserve et par l'utilisation maximale des sources d'énergie à un prix plus bas.

De toutes les sources d'énergie, l'énergie électrique est la plus certaine puisque sa production résulte de sources

production which are in more abundant supply, such as coal and uranium, and on renewable resources, such as water power. Substantial variations occur between regions of Canada in the degree to which these alternatives can be developed and for a limited time it may be necessary to continue to use less abundant resources, such as gas and oil.

In any event, it is likely that the price of electrical energy will rise significantly, as will the cost of other energy resources. It is essential that adequate revenues are provided to ensure the maintenance of existing systems in efficient operation and to supply funds for expansion to meet growing needs. While this cost increase is in many respects regrettable, it will provide economic incentives to strive for more efficient utilization and penalize wasteful and non-productive uses of electrical energy.

plus abondantes comme le charbon et l'uranium, et de sources renouvelables comme l'énergie hydraulique. Ces choix existent à des degrés variables dans les diverses régions du Canada et, dans un temps limité, il peut être nécessaire de maintenir l'emploi des sources moins abondantes comme le gaz et le pétrole.

Mais l'avenir réserve assurément une augmentation sensible du coût de l'énergie électrique, tout comme celui des autres sources d'énergie. Il reste essentiel de disposer de revenus adéquats afin de maintenir l'efficacité des systèmes actuels et d'assurer l'investissement de capitaux dans une expansion de production, face aux besoins croissants. Bien que sous de nombreux aspects cette augmentation de coût soit regrettable, elle incitera le consommateur à l'économie, par une utilisation plus efficace de l'énergie électrique, et pénalisera le gaspillage et l'emploi non productif.

tabular summary

tableau sommaire

TABULAR SUMMARY

The following portion of this publication presents a detailed summary of the major 1973 additions and proposed capacity installations in Canada by province, including additions to the year 1985. Only proposed generating facilities firmly committed for service as of year end 1973 are included. In cases where an addition is being made to an existing plant, a complete listing of all units (existing and proposed) is given.

Slight differences between this section and the information appearing in the text may result from rounding of numbers in the text.

TABLEAU SOMMAIRE

La partie suivante du rapport donne par province un sommaire détaillé des principales additions et des installations projetées en 1973, y compris les projets d'additions jusqu'en 1985. Seules les installations de production, dont la mise en service est financièrement assurée pour la fin de 1973, y sont incluses. Dans les cas d'une addition à une centrale est jointe une liste complète des groupes (installés et projetés).

Les légères différences dans les données, de cette partie et du rapport, résultent de chiffres arrondis dans le texte.

LEGEND — LÉGENDE

Status — État

Installed — I — Installée
Proposed — P — Proposée

Type

Hydro — H — Hydroélectrique
Steam — S — Vapeur
Nuclear — N — Nucléaire
Internal Combustion — IC — Combustion interne
Gas Turbine — GT — Turbine à gaz

Fuels — Combustibles

Crude Oil — A — Pétrole brut
Coal — C — Charbon
Diesel Oil — D — Carburant diesel
Natural Gas — G — Gaz naturel
Oil — O — Mazout
Residual Oil — R — Résidu de distillation
Uranium — V — Uranium

ELECTRIC EQUIPMENT MANUFACTURERS FABRICANTS D'ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE

AA — ASEA	HI — Hitachi
AE — Associated Electrical Industries	HP — Howden Parsons
AL — American Locomotive	
AX — Associated Electrical Industries and Canadian General Electric	IE — Ideal Electric
	JB — John Brown Engineering
BB — Brown - Boveri	
BF — Babcock - Wilcox and Goldie McCulloch	MA — Marathon
BR — Brush Electric	MG — Mitsui
BW — Babcock - Wilcox	MH — Marine Industries
	MS — Mitsubishi
	MW — Montreal Locomotive Works
CB — Cooper Bessemer	
CE — Combustion Engineering	OE — Oerlikon
CG — Canadian General Electric	OR — Orenda
CK — Curtis - Wright	
CL — C. Itoh	PC — C. A. Parson
CW — Canadian Westinghouse	
	SG — Swedish General Electric
DE — Dominion Engineering Works	SM — S. Morgan Smith
DZ — Deutz	SR — Swedish General Electric and Stahl - Laval
	SS — Siemens - Schuckert
EE — English Electric	
EP — Energomachexport	TO — Toshiba
EW — Escher Wyss	
	UA — United Aircraft
FU — Fuji Electric	
	WY — Westinghouse
GE — General Electric	
GM — General Motors	

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNÉE	ETAT	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	PIEDS DE CHAUTE	GEN. MANF.	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)	COMBUSTIBLE	FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT)	FABRICANT DE LA GENERATRICE		

NEWFOUNDLAND

- HYDRO/HYDRAULIQUE

NEWFOUNDLAND
CHURCHILL FALLS LABR
CHURCHILL FALLS
CHURCHILL R

53 30	64 00	1971	I	H				DE	1060	CG	648		475.00
		1971	I	H				MH	1060	MH	648		475.00
		1972	I	H				DE	1060	CG	648		475.00
		1972	I	H				MH	1060	MH	648		475.00
		1973	I	H				DE	1060	CG	648		475.00
		1973	I	H				MH	1060	MH	648		475.00
		1973	I	H				DE	1060	CG	648		475.00
		1974	P	H				MH	1060	MH	648		475.00
		1974	P	H				DE	1060	CG	648		475.00
		1974	P	H				MH	1060	MH	648		475.00
		1975	P	H				MH	1060	MH	648		475.00

TOTAL (END/FIN 1972)	1900.00
ADDITIONS (1973)	1425.00
TOTAL (END/FIN 1973)	3325.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1900.00
TOTAL	5225.00

NFLD. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	2875.00
ADDITIONS (1973)	1425.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	1425.00
TOTAL (END/FIN 1973)	4300.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1900.00
TOTAL	6200.00

NEWFOUNDLAND

- THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	430.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	1.00
TOTAL (END/FIN 1973)	431.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	431.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL	THERMO-ELECTRIQUE HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1972)	347.00	28.00	55.00	.00	430.00	2875.00	3305.00
ADDITIONS (1973)	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	.00	1.00	.00	1.00	1425.00	1426.00
TOTAL (END/FIN 1973)	347.00	28.00	56.00	.00	431.00	4300.00	4731.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1974	.00	.00	.00	.00	.00	1425.00	1425.00
1975	.00	.00	.00	.00	.00	475.00	475.00
TOTAL	347.00	28.00	56.00	.00	431.00	6200.00	6631.00

Prince Edward Island

Île-du-Prince-Édouard

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE		PLANT LOCATION EMPLACEMENT		BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE		GEN MANF. FABRICANT DE LA		H.P. (K)		MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)	FUEL COMBUSTIBLE	MANF. FABRICANT	GEN MANF. FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW	
					MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)		MANF. FABRICANT	GEN MANF. FABRICANT DE LA			

P.E.I. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	0.00

PRINCE EDWARD ISLAND - THERMAL/THERMIQUE

PRINCE EDWARD ISLAND
MARITIME ELECTRIC CO
RODEN

46 15	63 42	1971	I	GT	0	EE	EE	14.85
		1973	I	GT	0	JB	BR	25.00
TOTAL (END/FIN 1972)								14.85
ADDITIONS (1973)								25.00
TOTAL (END/FIN 1973)								39.85
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								0.00
TOTAL								39.85

P.E.I. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	93.00
ADDITIONS (1973)	25.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	25.00
TOTAL (END/FIN 1973)	118.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	118.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1972)	71.00	15.00	7.00	.00	93.00	.00	93.00	
ADDITIONS (1973)	.00	25.00	.00	.00	25.00	.00	25.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	25.00	.00	.00	25.00	.00	25.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	71.00	40.00	7.00	.00	118.00	.00	118.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
TOTAL	71.00	40.00	7.00	.00	118.00	.00	118.00	

Nova Scotia

Nouvelle-Écosse

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE		PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)					

N.S. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	160.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	160.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	160.00

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL		HEAD (FT.)		GEN. MANF.		H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	PRIMAIRE	FABRICANT DU MOTEUR	FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE		
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE							(P.S.I.G.)							

NOVA SCOTIA - THERMAL/THERMIQUE

NOVA SCOTIA													
N.S. POWER CORP													
POINT TUPPER													
ATLANTIC O													
45	37	61	22	1969	I	S	BW	2100	R	SR		SG	80.75
				1973	I	S	CE	1800	R	HP		PC	150.00
TOTAL (END/FIN 1972)													80.75
ADDITIONS (1973)													150.00
TOTAL (END/FIN 1973)													230.75
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)													0.00
TOTAL													230.75

N.S. POWER CORP TUFT'S COVE ATLANTIC O	44 41	63 35	1965	I	S	BF	1850	CO	AE	AE	100.00	
			1972	I	S	BW	1825	O	HP	PC	100.00	
			1976	P	S	BW		O	HP	HP	150.00	
			TOTAL (END/FIN 1972)									200.00
			ADDITIONS (1973)									0.00
			TOTAL (END/FIN 1973)									200.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)									150.00			
TOTAL									350.00			

N.S. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	895.00
ADDITIONS (1973)	150.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	150.00
TOTAL (END/FIN 1973)	1045.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	150.00
TOTAL	1195.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION	COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMIQUE	HYDRO-ELECTRIQUE HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL

TOTAL (END/FIN 1972)	863.00	25.00	7.00	.00	895.00	160.00	1055.00	
ADDITIONS (1973)	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	1013.00	25.00	7.00	.00	1045.00	160.00	1205.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1976	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00	
TOTAL	1163.00	25.00	7.00	.00	1195.00	160.00	1355.00	

New Brunswick

Nouveau-Brunswick

PROVINCE	PLANT LOCATION		ANNEE	ETAT	BOILER		FUEL		HEAD (FT.)		GEN. MANF.		H.P. (K)	MW
OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	PRESS.	COMBUSTIBLE	P.M. MANF.	PRIMAIRE	FABRICANT DU MOTEUR	FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE		
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE							(P.S.I.G.)							

NEW BRUNSWICK - HYDRO/HYDRAULIQUE

NEW BRUNSWICK																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
---------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

N.B. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	680.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	680.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	110.00
TOTAL	790.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNÉE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE							MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							

NEW BRUNSWICK

- THERMAL/THERMIQUE

NB ELECTRIC POWER
COLESON COVE
BAY OF FUNDY

45 10	66 10	1975	P	S	BW	2400	R	HI		HI					315.00
		1976	P	S	BW	2400	R	HI		HI					315.00
		1976	P	S	BW	2400	R	HI		HI					315.00

TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	945.00
TOTAL	945.00

N.B. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	650.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	650.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	945.00
TOTAL	1595.00

SUMMARY SOMMAIRE									
TOTAL (MW)									
		STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION	COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL

TOTAL (END/FIN 1972)	619.00	23.00	8.00	.00	.00	650.00	680.00	1330.00	
ADDITIONS (1973)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	619.00	23.00	8.00	.00	.00	650.00	680.00	1330.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)									
1975	315.00	.00	.00	.00	.00	315.00	110.00	425.00	
1976	630.00	.00	.00	.00	.00	630.00	.00	630.00	
TOTAL	1564.00	23.00	8.00	.00	.00	1595.00	790.00	2385.00	

Quebec

Québec

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	LAT.	LONG.	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNÉE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE							MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							

QUEBEC

- HYDRO/HYDRAULIQUE

QUEBEC
HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 1
R LA GRANDE

1982	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1983	P	H								101					118.50
1984	P	H								101					118.50
1984	P	H								101					118.50
1984	P	H								101					118.50

TOTAL (END/FIN 1972)	0.00
ADDITIONS (1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1185.00
TOTAL	1185.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	ÉTAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE		P.M. MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.)	GEAR MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
									MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)								

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 2
R LA GRANDE

1980	P	H																333.00
1980	P	H																333.00
1980	P	H																333.00
1980	P	H																333.00
1980	P	H																333.00
1980	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1981	P	H																333.00
1982	P	H																333.00
1982	P	H																333.00
1982	P	H																333.00
1982	P	H																333.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 5328.00
TOTAL 5328.00

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 3
R LA GRANDE

1982	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1983	P	H																186.00
1984	P	H																186.00
1984	P	H																186.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1860.00
TOTAL 1860.00

HYDRO QUEBEC
LA GRANDE 4
R LA GRANDE

1984	P	H																267.00
1984	P	H																267.00
1984	P	H																267.00
1984	P	H																267.00
1985	P	H																267.00
1985	P	H																267.00
1985	P	H																267.00
1985	P	H																267.00
1985	P	H																267.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 2403.00
TOTAL 2403.00

HYDRO QUEBEC
MANIC 3
R MANICOUAGAN

1975	P	H	49 47	68 37					DE	315	CG	268						197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268						197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268						197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268						197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268						197.50
1976	P	H							DE	315	CG	268						197.50

HYDRO QUEBEC
MANIC 3

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1185.00
TOTAL 1185.00

HYDRO QUEBEC
OUTARDES 2
P AUX OUTARDES

1978	P	H																151.30
1978	P	H																151.30
1978	P	H																151.30

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 453.90
TOTAL 453.90

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE	ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT)	PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)							

HYDRO QUEBEC
RAPIDE DES ILES
R OUTAOUAIS

47 36 79 15

1966 I H
1967 I H
1967 I H
1973 I H

DE 86 CW 50
DE 86 CW 50
DE 86 CW 50
DE 86 CW 50

36.63
36.63
36.63
36.63

TOTAL (END/FIN 1972)
ADDITIONS (1973)
TOTAL (END/FIN 1973)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

109.89
36.63
146.52
0.00
146.52

QUEBEC - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 13764.00
ADDITIONS (1973) 36.63
ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 36.00
TOTAL (END/FIN 1973) 13800.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 12414.90
TOTAL 26214.90

QUEBEC - THERMAL/THERMIQUE

HYDRO QUEBEC
CAP AUX MEULES

47 23 61 52

1963 I IC
1964 I IC
1965 I IC
1968 I IC
1968 I IC
1970 I IC
1971 I IC
1973 I IC
1974 P IC
1974 P IC

0 AL GE
0 MW GE
0 GM IE
0 DZ SS
0 DZ SS
0 AA SS
0 MA SS
0 DE SS
0
0

1.07
1.20
1.00
2.27
2.27
3.07
3.07
3.07
6.00
6.00

TOTAL (END/FIN 1972)
ADDITIONS (1973)
TOTAL (END/FIN 1973)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

13.95
3.07
17.02
12.00
29.02

HYDRO QUEBEC
FIGUERY

1975 P GT
1975 P GT
1977 P GT

30.00
30.00
30.00

TOTAL (END/FIN 1972)
ADDITIONS (1973)
TOTAL (END/FIN 1973)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
0.00
0.00
90.00
90.00

HYDRO QUEBEC
GENTILLY 2
FLEUVE SAINT-LAURENT

1978 P N

V

637.00

TOTAL (END/FIN 1972)
ADDITIONS (1973)
TOTAL (END/FIN 1973)
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)
TOTAL

0.00
0.00
0.00
637.00
637.00

QUEBEC - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 1034.00
ADDITIONS (1973) 3.07
ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 6.00
TOTAL (END/FIN 1973) 1040.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 739.00
TOTAL 1779.00

SUMMARY SOMMAIRE													
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR		GAS TURBINE TURBINE A GAZ		INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE		NUCLEAR NUCLÉAIRE		TOTAL THERMAL THERMO-ÉLECTRIQUE		HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE		TOTAL
TOTAL (END/FIN 1972)	676.00	36.00	56.00	266.00	1034.00	13764.00	14798.00						
ADDITIONS (1973)	.00	.00	3.07	.00	3.07	36.63	39.70						
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	.00	6.00	.00	6.00	36.00	42.00						
TOTAL (END/FIN 1973)	676.00	36.00	62.00	266.00	1040.00	13800.00	14840.00						
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)													
1974	.00	.00	12.00	.00	12.00	.00	12.00						
1975	.00	60.00	.00	.00	60.00	197.50	257.50						
1976	.00	.00	.00	.00	.00	987.50	987.50						
1977	.00	30.00	.00	.00	30.00	.00	30.00						
1978	.00	.00	.00	637.00	637.00	453.90	1090.90						
1980	.00	.00	.00	.00	.00	1998.00	1998.00						
1981	.00	.00	.00	.00	.00	1998.00	1998.00						
1982	.00	.00	.00	.00	.00	1636.50	1636.50						
1983	.00	.00	.00	.00	.00	2013.00	2013.00						
1984	.00	.00	.00	.00	.00	1795.50	1795.50						
1985	.00	.00	.00	.00	.00	1335.00	1335.00						
TOTAL	676.00	126.00	74.00	903.00	1779.00	26214.90	27993.90						

Ontario

Ontario

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE		PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE YEAR	ETAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE		LAT.	LONG.				MANF FABRICANT	PRESS (P.S.I.G.)						

ONTARIO

- HYDRO/HYDRAULIQUE

ONTARIO
GREAT LAKES POWER CO
ANDREWS FALLS
MONTREAL R

47 14 84 39

1938 I H
1942 I H
1975 P H

SM 180 CG 11
SM 180 CG 11
DE CG

8.10
8.10
25.00

TOTAL (END/FIN 1972) 16.20
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 16.20
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 25.00
TOTAL 41.20

ONTARIO HYDRO
ARNPRIOR
MADAWASKA R

1976 P H
1976 P H

80 62
80 62

39.00
39.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 78.00
TOTAL 78.00

ONTARIO - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 7008.00
ADDITIONS (1973) 0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 7008.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 103.00
TOTAL 7111.00

ONTARIO

- THERMAL/THERMIQUE

ONTARIO HYDRO
BRUCE
L HURON

44 25 81 30

1974 P GT
1974 P GT
1974 P GT
1975 P N
1976 P N

D CG CG
D CG CG
D CG CG
V HP HP
V HP HP

12.00
12.00
12.00
800.00
800.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNEE	ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.G.)				
MANITOBA HYDRO LONG SPRUCE NELSON R			1977	P	H						98.00
			1978	P	H						98.00
			1978	P	H						98.00
			1978	P	H						98.00
			1978	P	H						98.00
			1979	P	H						98.00
			1979	P	H						98.00
			1979	P	H						98.00
MANITOBA HYDRO LONG SPRUCE NELSON			1980	P	H						98.00
	TOTAL (END/FIN 1972)										0.00
	ADDITIONS (1973)										0.00
	TOTAL (END/FIN 1973)										0.00
	ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)										980.00
TOTAL										980.00	

MANITOBA - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	1863.00
ADDITIONS (1973)	306.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	306.00
TOTAL (END/FIN 1973)	2169.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1454.00
TOTAL	3623.00

MANITOBA

- THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	474.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	474.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	474.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)		STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1972)	423.00	28.00	23.00	0.00	474.00	1863.00	2337.00	
ADDITIONS (1973)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	306.00	306.00	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	306.00	306.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	423.00	28.00	23.00	0.00	474.00	2169.00	2643.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1974	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	306.00	306.00	
1976	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	84.00	84.00	
1977	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.00	182.00	
1978	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	392.00	392.00	
1979	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	392.00	392.00	
1980	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	98.00	98.00	
TOTAL	423.00	28.00	23.00	0.00	474.00	3623.00	4097.00	

Saskatchewan

Saskatchewan

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	LAT.	LONG.	YEAR	ANNÉE	STATUS	ÉTAT	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
									MANF. FABRICANT	PRESS. (P.S.I.)							

SASK. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	567.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	567.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	567.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE	ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE		FUEL	COMBUSTIBLE	P.M MANF.	PRIMAIRE	HEAD (FT.)	GEN MANF.	FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR	STATUS	TYPE	MANF.	FABRICANT	PRESS.	(P.S.I.G.)						

ALBERTA

- THERMAL/THERMIQUE

ALBERTA ALBERTA POWER BATTLE RIVER BATTLE R	52 35	112 04	1956	I	S	CE	600	C	BB		BB			33.00
			1964	I	S	CE	600	C	BB		BB			33.00
			1969	I	S	CE	2150	C	GE		GE			150.00
			1975	P	S	CE	1800	C	CG		CG			150.00
TOTAL (END/FIN 1972)														216.00
ADDITIONS (1973)														0.00
TOTAL (END/FIN 1973)														216.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														150.00
TOTAL														366.00
ALBERTA POWER H R MILNER SMOKY R	54 01	119 05	1973	I	S	BW	1800	C	HI		HI			150.00
TOTAL (END/FIN 1972)														0.00
ADDITIONS (1973)														150.00
TOTAL (END/FIN 1973)														150.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														0.00
TOTAL														150.00
CALGARY POWER LTD SUNDANCE L WABAMUN	53 33	114 28	1970	I	S	CE	2500	C	EE		EE			300.00
			1973	I	S	CE	2500	C	EE		EE			300.00
			1975	P	S									375.00
			1976	P	S									375.00
TOTAL (END/FIN 1972)														300.00
ADDITIONS (1973)														300.00
TOTAL (END/FIN 1973)														600.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														750.00
TOTAL														1350.00
EDMONTON POWER CLOVER BAR NORTH SASKATCHEWAN R	53 35	113 20	1970	I	S	BW	2000	G	EW		EW			165.00
			1973	I	S	BW	1800	G	EW		OE			165.00
			1976	P	S			G						165.00
			1978	P	S			G						165.00
TOTAL (END/FIN 1972)														165.00
ADDITIONS (1973)														165.00
TOTAL (END/FIN 1973)														330.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)														330.00
TOTAL														660.00

ALBERTA - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	2070.00
ADDITIONS (1973)	615.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	617.00
TOTAL (END/FIN 1973)	2687.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	1230.00
TOTAL	3917.00

SUMMARY SOMMAIRE

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
TOTAL (END/FIN 1972)	1831.00	198.00	41.00	.00	2070.00	736.00	2806.00
ADDITIONS (1973)	615.00	.00	.00	.00	615.00	.00	615.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	615.00	.00	2.00	.00	617.00	18.00	599.00
TOTAL (END/FIN 1973)	2446.00	198.00	43.00	.00	2687.00	718.00	3405.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1975	525.00	.00	.00	.00	525.00	.00	525.00
1976	540.00	.00	.00	.00	540.00	.00	540.00
1978	165.00	.00	.00	.00	165.00	.00	165.00
TOTAL	3676.00	198.00	43.00	.00	3917.00	718.00	4635.00

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT		ANNEE YEAR	ETAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF FABRICANT	MO TEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.				(P.S.I.G.) PRESS							

BRITISH COLUMBIA - HYDRO/HYDRAULIQUE

BRITISH COLUMBIA
BC HYDRO + POWER
GORDON M SHRUM
PEACE R

55 58	122 07	1968	I	H			MS	500	CG	310		227.00
		1968	I	H			MS	500	CG	310		227.00
		1968	I	H			MS	500	CG	310		227.00
		1969	I	H			MS	500	CG	310		227.00
		1969	I	H			MS	500	CG	310		227.00
		1971	I	H			TO	500	TO	310		227.00
		1972	I	H			TO	500	TO	310		227.00
		1972	I	H			TO	500	TO	310		227.00
		1974	P	H			FU	500	FU	375		275.00

TOTAL (END/FIN 1972) 1816.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 1816.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 275.00
TOTAL 2091.00

BC HYDRO + POWER
KOOTENAY CANAL
KOOTENAY R

49 25	117 30	1975	P	H			MS	200	CG	171		125.00
		1975	P	H			MS	200	CG	171		125.00
		1976	P	H			MS	200	CG	171		125.00
		1976	P	H			MS	200	CG	171		125.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 500.00
TOTAL 500.00

BC HYDRO + POWER
MICA DAM
COLUMBIA R

51 57	118 32	1976	P	H			CL	590	CG	595		435.00
		1976	P	H			CL	590	CG	595		435.00
		1977	P	H			EP	590	CG	595		435.00
		1977	P	H			EP	590	CG	595		435.00

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 1740.00
TOTAL 1740.00

B.C. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 4803.00
ADDITIONS (1973) 0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 4803.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 2515.00
TOTAL 7318.00

BRITISH COLUMBIA - THERMAL/THERMIQUE

BC HYDRO + POWER
BURRARD
BURRARD INLET

49 17	122 52	1962	I	S	CB	1850	GO	AE	AE			150.00
		1963	I	S	CB	1850	GO	AE	AE			150.00
		1965	I	S	CE	1850	GO	AE	AE			150.00
		1967	I	S	CE	1850	GO	AE	AE			150.00
		1968	I	S	CE	1850	GO	AX	AX			150.00
		1974	P	S	CE	1800	GO	AE	AE			150.00

TOTAL (END/FIN 1972) 750.00
ADDITIONS (1973) 0.00
TOTAL (END/FIN 1973) 750.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 150.00
TOTAL 900.00

BC HYDRO + POWER
PRINCE RUPERT

54 20	130 20	1973	I	GT			GD	UA	BR			28.60
		1974	P	GT			GD	UA	BR			28.60

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
ADDITIONS (1973) 28.60
TOTAL (END/FIN 1973) 28.60
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 28.60
TOTAL 57.20

BC HYDRO + POWER
QUATSINO

5 042 12	730	1973	I	GT			D	CK	BR			40.50
		1975	P	GT			D					40.50

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNÉE	ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR STATUS	TYPE MANF. FABRICANT PRESS. (P.S.I.G.)						

BC HYDRO + POWER
QUATSINO

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (1973) 40.50
 TOTAL (END/FIN 1973) 40.50
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 40.50
 TOTAL 81.00

B.C. - TOTAL THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 1477.00
 ADDITIONS (1973) 69.10
 ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 66.00
 TOTAL (END/FIN 1973) 1543.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 219.10
 TOTAL 1762.10

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL	THERMO-ELECTRIQUE HYDRO-ELECTRIQUE	HYDRO-ELECTRIQUE TOTAL	TOTAL

TOTAL (END/FIN 1972)	1136.00	195.00	146.00	.00	1477.00	4803.00	6280.00	
ADDITIONS (1973)	.00	69.10	.00	.00	69.10	.00	69.10	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	70.00	4.00	.00	66.00	.00	66.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	1136.00	265.00	142.00	.00	1543.00	4803.00	6346.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1974	150.00	28.60	.00	.00	178.60	275.00	453.60	
1975	.00	40.50	.00	.00	40.50	250.00	290.50	
1976	.00	.00	.00	.00	.00	1120.00	1120.00	
1977	.00	.00	.00	.00	.00	870.00	870.00	
TOTAL	1286.00	334.10	142.00	.00	1762.10	7318.00	9080.10	

Yukon

Yukon

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNÉE	ÉTAT	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT.	LONG.	YEAR STATUS	TYPE MANF. FABRICANT PRESS. (P.S.I.G.)						

YUKON - HYDRO/HYDRAULIQUE

YUKON
NORTHERN CANADA P C
AISHIHIK
AISHIHIK R

1974 P H

TOTAL (END/FIN 1972) 0.00
 ADDITIONS (1973) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1973) 0.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 30.00
 TOTAL 30.00

YUKON - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 26.00
 ADDITIONS (1973) 0.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 0.00
 TOTAL (END/FIN 1973) 26.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 30.00
 TOTAL 56.00

YUKON - THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972) 34.00
 ADDITIONS (1973) 0.00
 ADDITIONS (NET/NETTE 1973) 2.00
 TOTAL (END/FIN 1973) 36.00
 ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES) 0.00
 TOTAL 36.00

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM	GAS TURBINE	INTERNAL	NUCLEAR	TOTAL THERMAL	HYDRO	TOTAL
	VAPEUR	TURBINE A GAZ	COMBUSTION	NUCLÉAIRE	THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO-ELECTRIQUE	
			INTERNE				
TOTAL (END/FIN 1972)	.00	.00	34.00	.00	34.00	26.00	60.00
ADDITIONS (1973)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	.00	2.00	.00	2.00	.00	2.00
TOTAL (END/FIN 1973)	.00	.00	36.00	.00	36.00	26.00	62.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1974	.00	.00	.00	.00	.00	30.00	30.00
TOTAL	.00	.00	36.00	.00	36.00	56.00	92.00

Northwest Territories

Territoires du Nord-Ouest

PROVINCE OWNER - PROPRIÉTAIRE	PLANT LOCATION EMPLACEMENT	ANNÉE YEAR	ÉTAT STATUS	TYPE	BOILER CHAUDIÈRE	FUEL COMBUSTIBLE	P.M MANF. FABRICANT DU MOTEUR PRIMAIRE	HEAD (FT.) PIEDS DE CHUTE	GEN MANF. FABRICANT DE LA GÉNÉRATRICE	H.P. (K)	MW
WATER SOURCE - SOURCE HYDRAULIQUE	LAT. LONG.				MANF. FABRICANT PRESS. (P.S I.G.)						

NORTHWEST TERRITORIES - HYDRO/HYDRAULIQUE

NORTHWEST TERRITORIES
NORTHERN CANADA P C
STRUTT LAKE
SNARE R

1976	P	H	78	7.00
1977	P	H	78	7.00
TOTAL (END/FIN 1972)				0.00
ADDITIONS (1973)				0.00
TOTAL (END/FIN 1973)				0.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)				14.00
TOTAL				14.00

N.W.T. - TOTAL HYDRO/HYDRAULIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	35.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	0.00
TOTAL (END/FIN 1973)	35.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	14.00
TOTAL	49.00

NORTHWEST TERRITORIES - THERMAL/THERMIQUE

TOTAL (END/FIN 1972)	67.00
ADDITIONS (1973)	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	10.00
TOTAL (END/FIN 1973)	77.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)	0.00
TOTAL	77.00

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM	GAS TURBINE	INTERNAL	NUCLEAR	TOTAL THERMAL	HYDRO	TOTAL
	VAPEUR	TURBINE A GAZ	COMBUSTION	NUCLÉAIRE	THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO-ELECTRIQUE	
			INTERNE				
TOTAL (END/FIN 1972)	1.00	2.00	64.00	.00	67.00	35.00	102.00
ADDITIONS (1973)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	.00	.00	10.00	.00	10.00	.00	10.00
TOTAL (END/FIN 1973)	1.00	2.00	74.00	.00	77.00	35.00	112.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	.00	.00	.00	.00	.00	7.00	7.00
1977	.00	.00	.00	.00	.00	7.00	7.00
TOTAL	1.00	2.00	74.00	.00	77.00	49.00	126.00

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL	
TOTAL (END/FIN 1972)	13800.00	996.00	509.00	2126.00	17431.00	32517.00	49948.00	
ADDITIONS (1973)	1915.00	101.60	3.07	540.00	2559.67	1767.63	4327.30	
ADDITIONS (NET/NETTE 1973)	1915.00	102.00	17.00	540.00	2574.00	1749.00	4323.00	
TOTAL (END/FIN 1973)	15715.00	1098.00	526.00	2666.00	20005.00	34266.00	54271.00	
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1974	1223.75	64.60	12.00	.00	1300.35	2036.00	3336.35	
1975	1913.75	150.50	.00	800.00	2864.25	1057.50	3921.75	
1976	3467.50	62.00	.00	800.00	4329.50	2276.50	6606.00	
1977	800.00	30.00	.00	800.00	1630.00	1059.00	2689.00	
1978	165.00	.00	.00	1437.00	1602.00	845.90	2447.90	
1979	1000.00	.00	.00	.00	1000.00	392.00	1392.00	
1980	1000.00	.00	.00	540.00	1540.00	2096.00	3636.00	
1981	.00	.00	.00	1880.00	1880.00	1998.00	3878.00	
1982	.00	.00	.00	2090.00	2090.00	1636.50	3726.50	
1983	.00	.00	.00	3100.00	3100.00	2013.00	5113.00	
1984	.00	.00	.00	750.00	750.00	1795.50	2545.50	
1985	.00	.00	.00	.00	.00	1335.00	1335.00	
TOTAL	25285.00	1405.10	538.00	14863.00	42091.10	52806.90	94898.00	

SELECTED BIBLIOGRAPHY OF ELECTRICAL ENERGY PUBLICATIONS

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered (prepaid in Canadian currency) from Statistics Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0T6.

Electric Power Statistics, Volume I — *Annual Electric Power Survey of Capability and Load* (Catalogue No. 57-204 — \$0.75)

- this report presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II — *Annual Statistics* (Catalogue No. 57-202 — \$1.00)

- this report includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, sales, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III — *Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment* (Catalogue No. 57-206 — \$1.50)

- this report provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001 — \$0.20 per copy or \$2.00 per year)

- this report presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203 — \$0.50)

- this report is based on rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

The following publications are available from Information Canada, Ottawa, Canada, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, *Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects* (\$4.50 U.S.)

- this report combines the results of two studies carried out by the OECD:
 - a) survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
 - b) survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, *The Electricity Supply Industry* (\$3.40 U.S.)

- this annual report makes a general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, *Statistics of Energy* (\$4.00 U.S.)

- this report presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies in each country.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES RELATIVES À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les lecteurs désireux d'obtenir des données statistiques additionnelles peuvent demander les publications suivantes, en anglais et en français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes, accompagnées du paiement en monnaie canadienne, doivent être adressées à Statistique Canada, Ottawa, Ontario, Canada, K1A 0T6.

Statistique de l'énergie électrique. Volume I. — *Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux* (N° de catalogue 57-204 — 75c.)

- ce rapport présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux et traite de tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique. Volume II. — *Statistiques annuelles* (N° de catalogue 57-202 — \$1)

- ce rapport comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, dont la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les ventes, les transports d'énergie, les services aux résidences et aux fermes ainsi que les réseaux de transport. Sont également incluses, pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs et passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement et d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique. Volume III. — *Inventaire des moteurs primaires et des génératrices électriques* (N° de catalogue 57-206 — \$1.50)

- ce rapport présente une énumération annuelle détaillée des moteurs primaires et des génératrices électriques de plus de 500 kW.

Statistique de l'énergie électrique. Mensuel (N° de catalogue 57-001 — 20c. par copie ou \$2 par année)

- ce rapport mensuel présente les statistiques préliminaires relatives à l'énergie électrique.

Factures d'électricité pour les services domestique, commercial et à la petite industrie (N° de catalogue 57-203 — 50c.)

- ce rapport est fondé sur des échelles de tarifs fournies par les producteurs d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les grandes villes et les municipalités qui font l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à montrer le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités définies d'électricité utilisées à des fins précises.

Les publications suivantes sont en vente à Information Canada, à Ottawa, Canada ou au Bureau des publications de l'O.C.D.E., 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16^e, France.

Organisation de coopération et de développement économiques, Enquête de la Division de l'énergie, *Enquête annuelle sur l'équipement électrique*. Situation et perspective (\$4.50 É.-U.)

— ce rapport combine les résultats de deux études exécutées par l'O.C.D.E., soit:

a) une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd et de ses caractéristiques techniques dans l'industrie du matériel électrique (Partie I)

b) une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des ventes, des commandes en main et de la capacité de production des fabricants européens de matériel lourd de centrales (Partie II)

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication des tendances pour les cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, *L'industrie de l'électricité* (\$3.40 É.-U.)

— ce rapport annuel présente une revue générale de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'O.C.D.E. au cours des deux dernières années et une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, *Statistique de l'énergie* (\$4 É.-U.)

— ce rapport présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie en suivant une ordonnance normalisée présentant une forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.



LEGEND

TRANSMISSION LINES	
EXISTING	UNDER CONSTRUCTION
66 KV - 199 KV	---
200 KV - 299 KV	---
300 KV - 399 KV	---
400 KV AND OVER	---

GENERATING STATIONS

HYDRO-ELECTRIC	THERMAL-ELECTRIC
●	○
▲	△

NOTE: ONLY STATIONS WITH TOTAL INSTALLED GENERATING CAPACITIES OF NOT LESS THAN 1,500 KW ARE SHOWN

DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

CA1
PT 51
- 582

CANADA

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE OF MILES

STATUTE MILES 0 100 200
KILOMETRES 0 100 200

DECEMBER 1973



Energy, Mines and
Resources Canada

Energie, Mines
et Ressources Canada



Lacking 1974.

LÉGENDE

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

EXISTANTES		EN VOIE DE CONSTRUCTION
—	66 kV 199 kV	—
—	200 kV 239 kV	—
—	300 kV 399 kV	—
—	400 kV OU PLUS	—

CENTRALES

● HYDRO-ÉLECTRIQUE
 ▲ THERMO-ÉLECTRIQUE
 ○ (Données manquantes ou non indiquées)

NOTA: SEULES LES CENTRALES DONT LA PUISSANCE GLOBALE INSTALLÉE EST DE 1500kW AU MINIMUM, SONT INDICUÉES.



MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA

PRINCIPAUX RÉSEAUX DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ÉCHELLE EN MILLES

MILES TERRESTRES 0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000

DECEMBRE 1973

MT 51

S 22

electric power in canada l'énergie électrique au canada



1975

©Minister of Supply and Services Canada 1976
Catalogue No.: M23-7/1975

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1976
N° de catalogue: M23-7/1975F

COVER PHOTO: *Downtown Ottawa at night.*

Bill Brennan, The Citizen.

Photographs were provided through the courtesy of: Alberta Power Limited; the Nova Scotia Power Corporation; Ontario Hydro; the New Brunswick Electric Power Commission.

PHOTO DE COUVERTURE: *Le centre-ville d'Ottawa la nuit.*

Bill Brennan, The Citizen.

Les photographies sont une gracieuseté de l'Alberta Power Limited, de la Nova Scotia Power Corporation, de l'Hydro-Ontario et de la New Brunswick Electric Power Commission.

electric power in canada

Energy Policy Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
OTTAWA, CANADA



Secteur de la politique énergétique
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
OTTAWA, CANADA

l'énergie électrique au canada

The map inside the back cover shows main transmission systems and electric power generating stations in Canada.

A series of maps showing similar information in greater detail is available for the following regions:

1. British Columbia, Yukon Territory and Northwest Territories
2. Alberta, Saskatchewan and Manitoba
3. Ontario
4. Quebec
5. New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland

These maps are available from:

Electrical Energy Adviser
Energy Policy Sector
Department of Energy, Mines and Resources
Sir William Logan Building
Ottawa, Ont.
K1A 0E4

La carte en pochette montre les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et les principales centrales au Canada.

Une série de cartes plus détaillées est disponible pour les régions suivantes:

1. Colombie-Britannique, Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest (anglais)
2. Alberta, Saskatchewan et Manitoba (anglais)
3. Ontario (anglais)
4. Québec (français et anglais)
5. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve (anglais)

Ces cartes peuvent être obtenues du:

Conseiller en énergie électrique
Secteur de la politique de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Édifce Sir William Logan
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

TABLE OF CONTENTS

PROGRESS IN 1975 AND FUTURE PROSPECTS

Progress in 1975	1
Highlights by Province	2
Newfoundland	2
Prince Edward Island	5
Nova Scotia	6
New Brunswick	8
Quebec	9
Ontario	11
Manitoba	14
Saskatchewan	15
Alberta	17
British Columbia	19
Yukon and Northwest Territories	22
History of Electric Power in Canada	24
Utilization and Marketing	32
Electric Energy Sources	40
Industry Structure, Investment and Financing	45
Environment	52
Regional Interconnections and Transfers	55
Research and Development	58
Conclusions	61
Tabular Summary	64
MAP OF CANADA (main transmission systems and generating stations)	in pocket

TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS EN 1975 ET PERSPECTIVES D'AVENIR

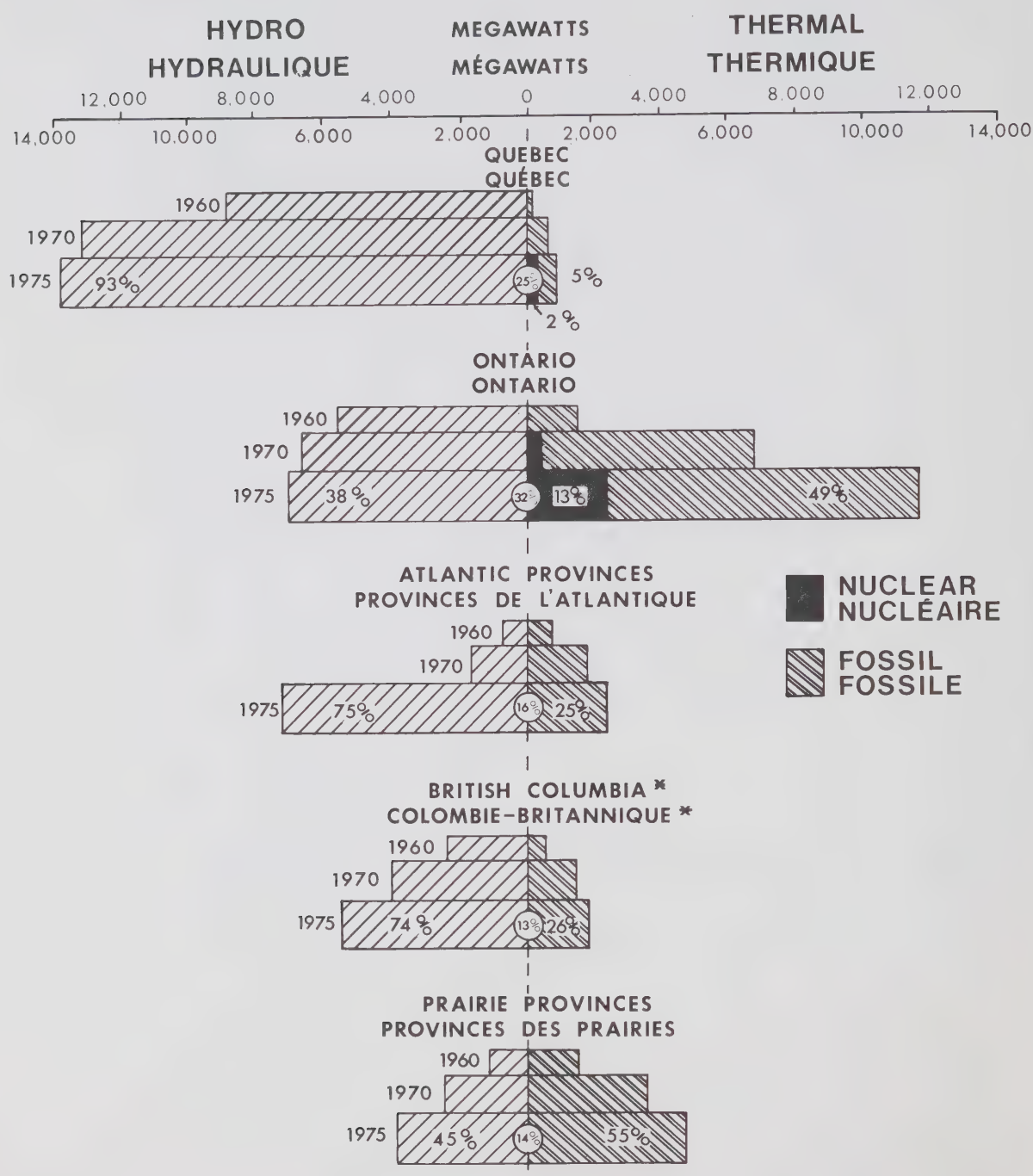
Progrès accomplis en 1975	1
Revue par province	2
Terre-Neuve	2
Île-du-Prince-Édouard	5
Nouvelle-Écosse	6
Nouveau-Brunswick	8
Québec	9
Ontario	11
Manitoba	14
Saskatchewan	17
Alberta	17
Colombie-Britannique	20
Territoires du Nord-Ouest	22
Yukon	23
Historique de l'énergie électrique au Canada	24
Utilisation et mise en marché	32
Sources d'énergie électrique	41
Structure, investissements et financement de l'industrie	46
Environnement	52
Interconnexions et transports régionaux	55
Recherche et développement	58
Conclusions	61
Tableau sommaire	64
CARTE DU CANADA (principaux réseaux de transport d'énergie électrique et principales centrales)	en pochette

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA

(By Type, Region, 1975 & Former Years)

PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA

(par catégorie, par région, en 1975 et années précédentes)



* Incl. YUKON & N.W.T.

* Y compris le YUKON et les T. N.-O.

⊗ Regional % of Canadian Total does not include name plate ratings not listed by province

Le % régional du total canadien ne comprend pas les puissances nominales non énumérées par provin

PROGRESS IN 1975

Additions to generating capacity during the year added 1 258 MW and raised the total installed capacity by 2.2% to 58 738 MW. The additions included 311 MW of hydro, 802 MW of fossil fired steam, 134 MW of gas turbines and 10 MW of diesel. This is the lowest net addition to system capacity since 1967 and results, to a considerable extent, from delays in the service dates of a few major units, e.g. the first two 573 MW units of Ontario Hydro's Lennox station were not released for commercial service until early in 1976 although one became operational in 1975.

Load growth in terms of energy in 1975 was negative at -0.3%, a situation only approached in recent years by the +1.5% growth recorded in 1961. The slightly negative growth in total electricity used in Canada combined with reduced exports resulted in a reduction of 2.3% in total net generation to 272.62 TWh. On a national basis, electrical energy consumption totaled 265.23 TWh (1 TWh equals 10^9 kWh) which is distributed across the country in the ratio of approximately 34% in each of Quebec and Ontario, 2% in B.C., 5% to 6% in each of Alberta and Manitoba and 2% to 3% in each of Newfoundland, New Brunswick, Nova Scotia and Saskatchewan, with Prince Edward Island, the Yukon and Northwest Territories each accounting for less than two tenths of 1% of the total. However, growth rates varied considerably across the country from -6.0% in Newfoundland to 17.7% in the Yukon. The "growth" pattern is quite consistently linked to significant reduction in industrial electricity demand in all provinces excepting the territories ranging from -27.5% in Saskatchewan to -3.3% in Alberta, averaging -11.4% for Canada as a whole and reflects the performance of the economy which exhibited GNP growth of only 2.2%; it also reflects a reduction (-2.3%) in the index of real domestic product. In contrast, domestic and commercial electrical energy consumption grew by 8.8% and 6% respectively largely balancing the reduction in industrial demand. Since utility generation planning decisions are predicated on meeting longer term average growth expectations the low growth in total electrical energy utilization presents special problems for utility revenues, especially when these are already under pressure from rising costs.

Net hydroelectric generation was 74.24% of total net generation compared to 75.34% in the previous year. Nuclear energy provided 4.3% of total generation somewhat less than the 5.0% contribution in 1974,

PROGRÈS EN 1975

Des additions de 1 258 MW à la capacité de production au cours de l'année ont porté la puissance installée totale à 58 738 MW, soit une augmentation de 2,2%. Ces compléments ont comporté 311 MW à des centrales hydro-électriques, 802 MW à des centrales thermiques à combustibles fossiles, 134 MW à des centrales à turbines à gaz et 10 MW à des centrales à diesel. Ce faible taux d'accroissement de puissance est le plus bas depuis 1967 et est dû surtout aux retards dans la mise en service de certaines unités majeures, par exemple, les 2 premières unités de 573 MW à la centrale Lennox de l'Hydro-Ontario n'ont été mises en service à l'échelle commerciale qu'au début de 1976, bien qu'en 1975 une de ces unités était au stade opérationnel.

L'augmentation de la charge énergétique en 1975 a été négative à -0,3%; un état proche remonte à 1961 où le taux de croissance était de +1,5%. L'augmentation légèrement négative de la consommation totale d'électricité au Canada et une diminution des exportations ont ramené la production totale d'énergie électrique à 272,62 TWh (1 TWh équivaut à 10^9 kWh), soit une réduction de 2,3%. À l'échelle nationale, la consommation d'électricité a totalisé 265,23 TWh dont la répartition au pays est approximativement de 34% au Québec et en Ontario, de 12% en Colombie-Britannique, de 5 à 6% en Alberta et au Manitoba, et de 2 à 3% à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan; l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest consomment chacun moins de deux dixièmes de 1% du total. Cependant, les taux de croissance ont varié considérablement au pays, de -6,0% en Saskatchewan à 17,7% au Yukon. La courbe de croissance est liée assez étroitement à une importante baisse de la demande de l'industrie dans toutes les provinces, de -27,5% à Terre-Neuve à -3,3% en Alberta, soit une moyenne de -11,4% pour l'ensemble du Canada et qu'elle reflète l'état de l'économie, dont le coefficient de croissance du PNB est seulement de 2,2%. Cette courbe indique également une diminution (-2,3%) dans l'indice du produit intérieur réel. Par contre, les consommations d'électricité domestique et commerciale ont augmenté de 8,8% et 6% respectivement, et ont largement contrebalancé la baisse de la demande industrielle. Les décisions en planification de production des services n'étant prises que lorsque se réalisent les prévisions d'augmentation moyenne à long terme, le faible taux d'augmentation de l'utilisation totale de l'électricité

and there was about a 7% increase in coal utilization by thermal power stations.

Net export of electrical energy continued the downward trend of the previous year falling to 7.4 TWh or 2.7% of net generation compared with 13.0 TWh and 4.6% in 1974. It is interesting to note that electrical energy generated in Canada (i.e. by Ontario Hydro) from coal imported from the U.S.A. exceeded 20 TWh or nearly three times the net electrical energy export from Canada to the U.S.A.

A joint study is underway by the eastern provinces, including Quebec and the Atlantic provinces, to determine the opportunities for sharing generating capability and reinforcing transmission capacity. The Interprovincial Advisory Committee on Energy (IPACE) has been developing terms of reference for a more extensive examination of opportunities for strengthening regional ties and cooperation between provinces in electrical generation planning and operation.

HIGHLIGHTS BY PROVINCE

Newfoundland and Labrador

During 1975, the province established a new power entity, the Newfoundland and Labrador Hydro Electric Corporation (Newfoundland Hydro) with three constituents, namely the Churchill Falls (Labrador) Corporation, Gull Island Power Company Limited and the Newfoundland and Labrador Power Commission. The stated objective of the new corporation is to develop the hydro electric resources of Newfoundland and Labrador.

While the Corporation carried on planning activity throughout the year relative to development of the proposed lower Churchill River at Gull Island and transmission via HVDC to the Island of Newfoundland, the decision was taken in December to defer commencement of construction of the Gull Hydro project for a minimum of one year. However, the concept of Gull Hydro as a future energy source was not abandoned and accordingly it was decided to continue work on the transmission system at a reduced level compatible with extension of the projected in service date to January 1, 1982. Depending upon updated load growth projections, Newfoundland Hydro may have to commit a 150 MW addition to the existing 300 MW Holyrood oil fired thermal station,

pose des problèmes spéciaux en réemploi des revenus de services, notamment lorsque ces revenus subissent la pression des hausses de coûts.

La production nette de centrales hydro-électriques atteint 74,24% du total, comparativement à 75,34 en 1974. Les centrales nucléaires en ont fourni 4,3 soit une légère baisse par rapport aux 5,0% de 1974. Les centrales thermiques ont consommé environ 7% de charbon de plus.

Les exportations nettes d'électricité, en déclin depuis l'année précédente, sont passées à 7,4 TWh ou 2,7% de la production nette, par rapport à 13,0 TWh ou 4,6% en 1974. À noter que l'énergie électrique produite au Canada (Hydro-Ontario) à partir du charbon importé des États-Unis a dépassé de 20 TWh, près du triple, l'exportation nette d'électricité aux États-Unis.

Les provinces de l'Est, le Québec et les provinces de l'Atlantique, étudient la possibilité de partager les capacités de production et de renforcer leurs réseaux de transport. Le Comité consultatif interprovincial de l'énergie (CCIE) a été chargé d'un programme d'étude sur les possibilités de renforcer les liens régionaux et de coopération entre les provinces dans leurs travaux de planification et de production d'énergie.

REVUE PAR PROVINCE

Terre-Neuve et Labrador

En 1975, la province a créé un organisme en matière d'énergie, la *Newfoundland and Labrador Hydro Electric Corporation (Newfoundland Hydro)*, avec trois filiales, la *Churchill Falls (Labrador) Corporation*, la *Gull Island Power Company Limited* et la *Newfoundland and Labrador Power Commission*. L'objectif est d'accroître la mise en valeur des ressources hydro-électriques de Terre-Neuve et du Labrador.

Tandis que la Corporation a poursuivi la planification de la mise en valeur du potentiel hydro-électrique en amont du cours inférieur du fleuve Churchill à l'île Gull et le transport de l'énergie produite en courant continu à haute tension (CCHT) vers Terre-Neuve, les autorités ont décidé en décembre de reporter au moins d'un an le début de la construction du projet hydro-électrique de l'île Gull. Toutefois, le concept de l'énergie hydro-électrique de Gull comme future source d'énergie n'est pas abandonné, les travaux d'installation du réseau de transport sont planifiés pour une mise en service simultanée à celle du projet le 1^{er} janvier 1982. Selon

TABLE 1
INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA 1920-1975* (MW)

Year	Thermal			Hydro	Total
	Conventional	Nuclear	Total		
1920	300	—	300	1,700	2,000
1930	400	—	400	4,300	4,700
1940	500	—	500	6,200	6,700
1950	900	—	900	8,900	9,800
1955	2,100	—	2,100	12,600	14,700
1956	2,425	—	2,425	13,425	15,850
1957	2,651	—	2,651	14,518	17,169
1958	2,876	—	2,876	15,683	18,559
1959	3,573	—	3,573	17,536	21,109
1960	4,392	—	4,392	18,657	23,049
1961	5,072	—	5,072	19,019	24,091
1962	5,609	20	5,629	19,338	24,967
1963	6,180	20	6,200	20,101	26,301
1964	6,694	20	6,714	20,313	27,027
1965	7,557	20	7,577	21,771	29,348
1966	8,087	240	8,327	22,438	30,765
1967	9,373	240	9,613	23,353	32,966
1968	10,711	240	10,951	24,957	35,908
1969	12,321	240	12,561	27,031	39,592
1970	14,283	240	14,523	28,293	42,816
1971	15,507	1,570	16,077	30,601	46,678
1972	15,305	2,126	17,431	32,517	49,948
1973	17,339	2,666	20,005	34,266	54,271
1974	18,035	2,666	20,701	36,779	57,480
1975	18,982	2,666	21,648	37,090	58,738

*Figures appearing for 1955 and earlier are only approximate since they have been computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for their own use.

to meet energy demands that will arise before hydro energy from Labrador can become available under the revised scheduling.

In the near-term, future generation additions will include gas turbines at Stephenville (50 MW, 1976), Burin Peninsula (25 MW, 1976), St. John's (50 MW, 1976; 70 MW, 1978), Flowers Cove (15 MW, 1978) and an additional 154 MW hydro unit at Baie d'Espoir scheduled for 1977 which will increase the capacity of that station to 613 MW.

Energy demands from the Newfoundland and Labrador system declined 6% over 1974 due to a major reduction in industrial sales, influenced by strikes and market conditions. However, domestic and commercial consumption increased by 23% and 10% respectively and total load growth for the next several years is expected to exceed 8% per annum. About 94% of the elec-

dernières prévisions d'accroissement de consommation, la *Newfoundland Hydro* a le projet d'une addition de 150 MW à la centrale thermique de 300 MW à pétrole, à Holyrood, pour répondre à la demande avant la disponibilité de l'énergie des centrales du Labrador aux termes de la nouvelle planification.

A court terme, les unités de production additionnelles comprennent des turbines à gaz à Stephenville (50 MW, 1976), à la péninsule Burin (25 MW, 1976), à St-Jean (50 MW, 1976; 70 MW, 1978), à Flowers Cove (15 MW, 1978); une unité hydro-électrique de 154 MW à la centrale Baie-d'Espoir, prévue pour 1977, en portera la capacité à 613 MW.

Une baisse de 6%, en 1974, de la demande d'énergie à Terre-Neuve et au Labrador résulte d'une importante diminution des ventes à l'industrie, du fait des grèves et des conditions du marché. Cependant, la consom-

TABLEAU 1
 PUISSANCE DE PRODUCTION AU CANADA DE 1920 À 1975* (MW)

Année	Vapeur		Total	Hydro-élec- trique	Total
	Classique	Nucléaire			
1920	300	—	300	1 700	2 000
1930	400	—	400	4 300	4 700
1940	500	—	500	6 200	6 700
1950	900	—	900	8 900	9 800
1955	2 100	—	2 100	12 600	14 700
1956	2 425	—	2 425	13 425	15 850
1957	2 651	—	2 651	14 518	17 169
1958	2 876	—	2 876	15 683	18 559
1959	3 573	—	3 573	17 536	21 109
1960	4 392	—	4 392	18 657	23 049
1961	5 072	—	5 072	19 019	24 091
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348
1966	8 087	240	8 327	22 438	30 765
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592
1970	14 283	240	14 523	28 293	42 816
1971	15 507	1 570	16 077	30 601	46 678
1972	15 305	2 126	17 431	32 517	49 948
1973	17 339	2 666	20 005	34 266	54 271
1974	18 035	2 666	20 701	36 779	57 480
1975	18 982	2 666	21 648	37 090	58 738

*Les chiffres de 1955 et des années antérieures sont approximatifs; ils résultent de l'addition des données de Statistique Canada sur les centrales productrices pour la vente, et des évaluations sur les centrales dont la production entière est destinée à leurs propres besoins.

city used in the province was produced by hydro, the remainder from oil fired thermal. By virtue of the Churchill Falls generation the province's hydro generation approached that of Ontario and exceeded British Columbia (35.3 TWh, 38.4 TWh and 31.1 TWh respectively); approximately 84% of hydro production represented Churchill Falls supply to Quebec.

mation domestique et la consommation commerciale ont augmenté de 23% et de 10% respectivement et prévoit un taux annuel d'augmentation de la demande au cours des prochaines années, de plus de 8%. Environ 94% de l'énergie électrique produite dans la province est d'origine hydraulique; le reste provient des centrales thermiques au pétrole. Grâce à la capacité de production de Churchill Falls, la production d'énergie hydro-électrique de la province approche de celle de l'Ontario et excède celle de la Colombie-Britannique (35,3 TWh, 38,4 TWh et 31,1 TWh respectivement); environ 84% de la production hydro-électrique représentent l'approvisionnement de Churchill Falls à Québec.

TABLE 2
INSTALLED GENERATING CAPACITY AT DECEMBER 31, 1975 (MW)

Province/Territory	Steam		Internal Combustion	Gas Turbine	Total Thermal	Hydro	Total
	Conven- tional	Nuclear					
Newfoundland and Labrador	355	—	64	36	454	6,206	6,660
Prince Edward Island	70	—	7	41	118	—	118
Nova Scotia	1,012	—	1	55	1,068	160	1,228
New Brunswick	621	—	8	23	652	680	1,331
Quebec	665	266	62	—	993	13,831	14,824
Ontario	8,722	2,400	14	400	11,537	7,008	18,545
Manitoba	447	—	20	24	491	2,475	2,966
Saskatchewan	1,070	—	31	149	1,250	567	1,817
Alberta	2,621	—	36	191	2,848	718	3,567
British Columbia	1,275	—	130	293	1,698	5,353	7,051
Yukon	—	—	40	—	40	56	96
Northwest Territories	1	—	85	2	87	35	122
Provincial Total	16,859	2,666	498	1,213	21,236	37,090	58,326
Total Plants Not Listed							
Yukon Province	239	—	46	127	412	—	412
Canada Total	17,098	2,666	544	1,340	21,648	37,090	58,738
Net Additions 1975	802	—	10	134	947	311	1,258
Percentage Increase Over 1974 ..	4.9	—	1.9	11.1	4.6	0.8	2.2
Percent of Total Capacity							
and 1975	29.1	4.5	0.9	2.4	36.9	63.1	100.0

Battle River Rating Change 4 MW reduction

Prince Edward Island

Electricity generation on the island is entirely dependent on oil fuel and the recent rapid increase in oil prices has placed a particular strain on utility revenues.

An underwater interconnection with New Brunswick is to be in service in 1976 will provide access to power purchased from larger and more efficient fossil fuelled plants, and later from nuclear generation, on the mainland. Assistance for this (\$36 million) project is being provided by the federal government in the form of an \$18 million grant and a \$9 million long-term loan. The interconnection will have a rating of 100 MW and will operate at 138 kV and will run between terminals near Cape Tormentine N.B. and Charlottetown P.E.I.

Île-du-Prince-Édouard

Dans l'île, la production électrique provient entièrement de centrales thermiques à mazout; la hausse récente des prix du pétrole a réduit considérablement les revenus des services d'électricité de la province.

Une interconnexion sous-marine avec le Nouveau-Brunswick entrera en service en 1976 et permettra à la province d'acheter de l'énergie de centrales à combustibles fossiles plus importantes et de meilleur rendement et, plus tard, de centrales nucléaires du continent. Le gouvernement fédéral avance pour ce projet 36 millions de dollars, dont 18 millions sous forme de subvention et 9 millions sous forme de prêt à long terme. Cette interconnexion aura une puissance de 100 MW, sous tension de 138 kV; le câble reliera des

TABLEAU 2
CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 1975 (MW)

Province	Vapeur		Combustion interne	Turbine à gaz	Total thermique	Hydro-électrique	Total
	Classique	Nucléaire					
Terre-Neuve et Labrador	355	—	64	36	454	6 206	6 660
Île-du-Prince-Édouard	70	—	7	41	118	—	118
Nouvelle-Écosse	1 012	—	1	55	1 068	160	1 228
Nouveau-Brunswick	621	—	8	23	652	680	1 332
Québec	665	266	62	—	993	13 831	14 824
Ontario	8 722	2 400	14	400	11 537	7 008	18 545
Manitoba	447	—	20	24	491	2 475	2 966
Saskatchewan	1 070	—	31	149	1 250	567	1 817
Alberta	2 621	—	36	191	2 848	718	3 566
Colombie-Britannique	1 275	—	130	293	1 698	5 353	7 051
Yukon	—	—	40	—	40	56	96
Territoires du Nord-Ouest	1	—	85	2	87	35	122
Total, toutes les provinces	16 859	2 666	498	1 213	21 236	37 090	58 326
Total, centrales non indiquées par province	239	—	46	127	412	—	412
Total, Canada	17 098	2 666	544	1 340	21 648	37 090	58 738
Chiffre net des augmentations en 1975	802	—	10	134	947	311	1 258
Pourcentage de croissance par rapport à 1974	4,9	—	1,9	11,1	4,6	0,8	2,9
Pourcentage de la puissance totale, fin 1975	29,1	4,5	0,9	2,4	36,9	63,1	100

Electricity used grew by 9.3% in 1975, the highest growth rate for any province and exceeded only by the Yukon Territory. This reflects the predominance of residential and commercial loads in Prince Edward Island which, as in other regions, have shown continued growth.

Nova Scotia

One of two 30 MW gas turbine units was added in 1975 in Cape Breton and the second is being installed in 1976. Progress was made on the addition of a 150 MW unit at Tufts Cove to be in service in 1976. Four 30 MW gas turbines are on order for service at Dartmouth in 1976.

terminaux près de Cap-Tourmentin (N.-B.), et Borden (Î.-P.-É.).

Les ventes d'électricité ont augmenté de 9,3% en 1975, soit le taux le plus élevé de toutes les provinces, sauf au Yukon. Ce taux est le reflet de la consommation résidentielle et commerciale dans l'île qui, comme dans les autres régions, a présenté une hausse continue.

Nouvelle-Écosse

L'un des 2 groupes de turbines à gaz de 30 MW a été mis en service en 1975 et le second est en cours d'installation en 1976. L'installation de l'unité de 150 MW à Tufts Cove, planifiée pour 1976, progresse. Quatre turbines à gaz de 30 MW sont prêtes pour la mise en service à Dartmouth en 1976.

TABLE 3
ADDITIONS TO GENERATING CAPACITY

Existing and Planned Capacity (MW)	Conventional Thermal	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
Additions 1974 ..	640	—	640	2,513	3,153
Total End of 1974	18,035	2,666	20,701	36,779	57,480
Additions 1975 ..	947	—	947	311	1,258
Total End of 1975	18,982	2,666	21,648	37,090	58,738
Planned in 1976..	5,342	800	6,142	2,521	8,663
Total End of 1976	24,324	3,466	27,790	39,611	67,401
Planned after 1976	7,121	12,227	19,348	14,416	33,764
Total Existing and Planned	31,444	15,693	47,137	54,027	101,164

Note: Due to rounding totals do not correspond exactly to the sum of their elements.

Nova Scotia Power Corporation is considering installing a new thermal station in Cape Breton that will use coal from a new mine in that area; the concept is a four unit 400 MW station with the first unit targeted for service in 1979. The last substantial hydro site in the province, at Wreck Cove in Cape Breton, is being developed to provide 200 MW of peaking capacity, with a 100 MW unit added in each of 1977 and 1978.

Provincial load growth was 2% with a drop of 11.3% in industrial demand being offset by a 13.3% growth in residential demand and a 7.7% increase in the commercial sector. About 89% of the province's electrical energy production was from thermal generation, and the fuel sources for this generation were 24% coal, 75% heavy oil, and 1% light oil.

An additional 138 kV transmission line between Truro, Nova Scotia and Moncton, New Brunswick (approximately 130 miles) capable of operation at 345 kV is under construction to reinforce the Nova Scotia/New Brunswick interconnection.

Coal is expected to continue to be a major fuel for power generation in the Atlantic region, especially in Nova Scotia where the principal source of supply is the Wreck Cove coal field of Cape Breton. The extent of expansion of capacity based on coal in the Atlantic region

TABEAU 3
ADDITIONS À LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

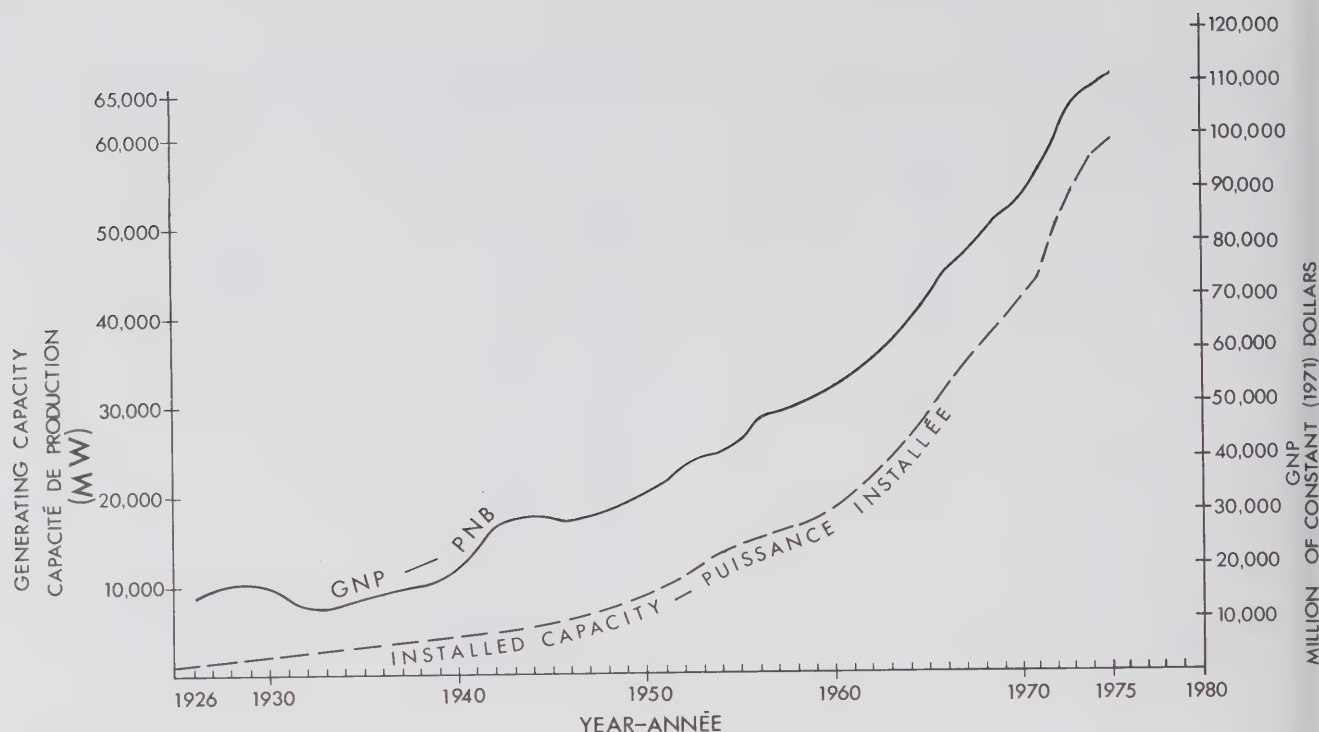
	Thermiques classiques	Nu- cléaires	Total thermiques	Hydro- électriques	Total
Additions en 1974	640	—	640	2 513	3 153
Total fin 1974	18 035	2 666	20 701	36 779	57 480
Additions 1975 ..	947	—	947	311	1 258
Total fin 1975	18 982	2 666	21 648	37 090	58 738
Prévues en 1976 ..	5 342	800	6 142	2 521	8 663
Total prévu en 1976	24 324	3 466	27 790	39 611	67 401
Prévues après 1976	7 121	12 227	19 348	14 416	33 764
Total des centra- les actuelles et prévues	31 444	15 693	47 137	54 027	101 164

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des chiffres.

La Nova Scotia Power Corporation envisage d'installer au Cap-Breton une centrale thermique au charbon extrait d'une nouvelle mine de la région; la centrale aura une puissance de 600 MW à 4 unités, dont la première doit être mise en service en 1979. Le dernier site hydraulique valable de la province, à Wreck Cove, au Cap-Breton, est en aménagement pour une production de 200 MW en service de pointe; on y ajoutera une unité de 100 MW en 1977, puis une autre en 1978. L'augmentation de la consommation dans la province a atteint 2%; la demande industrielle a baissé de 11,3%, compensée par une augmentation de 13,3% de la demande résidentielle et des hausses de 7,7% dans le secteur commercial. Environ 89% de la production d'électricité de la province étaient d'origine thermique, soit 24% de centrales au charbon, 75% au pétrole lourd et 1% au pétrole léger.

Afin de renforcer l'interconnexion Nouvelle-Écosse—Nouveau-Brunswick, on installe une ligne de transport additionnelle de 138 kV entre Truro et Moncton (environ 130 milles), dont la puissance peut être portée à 345 kV.

Le charbon devrait rester le combustible majeur pour la production d'énergie dans la région de l'Atlantique, spécialement en Nouvelle-Écosse avec la source d'approvisionnement des charbonnages de Sydney, au Cap-Breton. L'augmentation de la capacité de production basée sur le charbon dans la région de l'Atlantique dépendra du potentiel économique des réserves. Le



GNP and Installed Generating Capacity, 1926-1980.

PNB et puissance installée, 1926-80.

will depend on the amount of coal that can be economically developed. Exploration programs in New Brunswick and Nova Scotia were underway in 1975 to advance assessment of the indigenous coal resource for thermal generation.

A major re-evaluation of tidal power as a further solution to the electrical energy supply problem has been launched and sites in both Nova Scotia and New Brunswick are to be investigated in this \$3,000,000 study that is being funded jointly by Canada and the provinces of Nova Scotia and New Brunswick.

New Brunswick

Although no new additions to generation were made during 1975, the New Brunswick Electric Power Commission was actively proceeding with a generation expansion program that will raise the installed capacity in 1980 by 2,010 MW an increase of 151%. The additions will include hydro, oil fired thermal, coal fired thermal and nuclear generation.

The 960 MW oil fired thermal station at Coleson Cove will have the first 320 MW unit in service in early 1976

Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont poursuivi en 1975 leur programme d'exploration d'inventaire de leurs ressources en charbon pour les centrales thermiques.

Un important programme est en cours sur la réévaluation de l'énergie marémotrice comme option à la résolution du problème d'approvisionnement électrique. Cette étude de 3 millions de dollars, subventionnée conjointement par le Canada et les provinces de Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, portera sur des emplacements situés dans ces 2 provinces.

Nouveau-Brunswick

Bien qu'il n'y ait eu aucune augmentation de la capacité de production en 1975, la *New Brunswick Electric Power Commission* procède à la réalisation d'un programme d'expansion qui portera la capacité de production en 1980 à 2 010 MW, soit une augmentation de 151%. Les additions comprendront des unités de centrale hydro-électrique, de centrale thermique au mazout, de centrale thermique au charbon et de centrale nucléaire.

with two additional units scheduled later that year. The Mactaquac hydro station on the Saint John River is being increased to 638 MW capacity with the installation of the 5th and 6th units in 1978 and in 1979 a 200 MW unit will be added at the Dalhousie thermal station with the capability of using oil or coal fuel the latter from the redeveloped Minto field.

Planning for the reinforcement of the provincial transmission system is underway. The existing system will eventually have an overlay at 345 kV to connect the nuclear unit in southern New Brunswick with load centres. A reinforcement of the Nova Scotia/New Brunswick interconnection (between Moncton, New Brunswick and Truro, Nova Scotia) to operate initially at 138 kV but designed for 345 kV service is scheduled for completion before the end of 1976.

The first nuclear power station in the Maritime region is under construction at Point Lepreau, New Brunswick in the Bay of Fundy. Initial operation of the first 630 MW CANDU unit is expected by 1980. Provision is being made for the future addition of a second 630 MW unit recognizing that by expansion of nuclear generation this province can reduce its dependence upon high cost fossil fuels for electricity production.

The provincial load grew by 4.4% paced by 16.2% and 12.3% increases in residential and commercial markets with industrial demand down by 7.8%. About 60% of the electrical energy was produced within the province, the balance being imported from Quebec under contracts which were in effect between 1970 and the end of 1975. Internal generation was distributed among hydro (51.1%), coal-fired thermal (11%), and oil-fired thermal (37.9%).

Quebec

The first of six 197.5 MW hydraulic units at Manicouagan 3 was connected to the Hydro Quebec system on December 10, 1975 and the station was officially inaugurated during January 1976. Five additional units will be added during 1976, for a total of 1,185 MW. The only other generating unit added to the Hydro Quebec system during 1975 was a 31 MW unit at the Première Chute hydroelectric station.

La centrale thermique de 960 MW au mazout, à Coleson Cove, aura la première unité de 320 MW en service au début de 1976, et 2 autres dans le courant de l'année. La centrale hydro-électrique de Mactaquac, sur la rivière Saint-Jean, est portée à une capacité de 638 MW, avec l'installation des 5^e et 6^e unités en 1978 et, en 1979, une unité de 200 MW sera ajoutée à la centrale thermique de Dalhousie à système mixte de combustibles, mazout et charbon, ce dernier extrait du gisement de Minto remis en exploitation.

Une étude est en cours pour le renforcement du réseau de distribution provincial. Au réseau existant, sera superposée une ligne sous 345 kV pour relier la centrale nucléaire du sud du Nouveau-Brunswick aux lieux de consommation. Avant la fin de 1976, l'interconnexion Nouvelle-Écosse—Nouveau-Brunswick, entre Moncton (N.-B.) et Truro (N.-É.), sera renforcée par une ligne de 138 kV, mais conçue pour une tension de 345 kV.

La première centrale nucléaire de la région des Maritimes est en construction à Pointe-Lepreau (N.-B.), sur la baie de Fundy. La mise en service de la première unité CANDU de 630 MW est prévue pour 1980. Des dispositions sont prises pour installer une seconde unité de 630 MW, car avec une expansion de production d'origine nucléaire, la province peut réduire sa dépendance d'un approvisionnement en combustibles fossiles très coûteux.

La hausse de 4,4% de la consommation résulte des augmentations de 16,2% et de 12,3% des secteurs résidentiels et commerciaux, mais la demande industrielle a baissé de 7,8%. Environ 60% de l'énergie électrique sont de production provinciale, le reste provenait du Québec aux termes de contrats en vigueur de 1970 à la fin de 1975. La production provinciale provenait de centrales hydro-électriques (51.1%), au charbon (11%) et au pétrole (37,9%).

Québec

La première des 6 unités hydro-électriques de 197,5 MW de Manicouagan 3 a été reliée aux réseaux de l'Hydro-Québec le 10 décembre 1975 et la centrale était officiellement inaugurée en janvier 1976. Cinq autres unités prévues pour 1976 totaliseront une puissance de production de 1 185 MW. L'unité ajoutée au système de l'Hydro-Québec en 1975 était une unité de 31 MW mise en service à la station hydro-électrique de Première Chute.

Total electrical consumption in Quebec declined by 1.8% compared with the previous year. As in the case of most other provinces this is attributed to a significant (14.2%) decline in industrial consumption which was partially offset by increases in domestic and commercial energy demand of 13.3% and 9% respectively. Consumption within the province exceeded generation by some 13.8 TWh, the deficiency being supplied by Churchill Falls generation. Supply in excess of provincial demand was exported mainly to New Brunswick and Ontario which in total represented about 54% of the import from Labrador (Churchill Falls).

James Bay Settlement

The major portion of the province's remaining hydraulic resources, amounting to an estimated 20,000 MW of the total of some 35,000 MW, is located in the James Bay area. The first phase of development of James Bay (the La Grande Complex) is, at present, under construction, from which a total of 10,190 MW will be brought into service during the 1980-85 period, from four sites on the La Grande River. LG-2, the first site to be developed, and also the largest, will be completed to a total of 5,328 MW, by 1982.

The rights of the native peoples in the James Bay area have been the subject of extensive litigation and negotiation since 1973, culminating on November 11, 1975 when a final agreement was signed between the Government of Quebec (also the James Bay Energy Corporation, James Bay Development Corporation, and Hydro Quebec), the Grand Council of the Crees of Quebec, the Northern Quebec Inuit Association, and the Government of Canada, under which the Cree and Inuit peoples agreed to give up their aboriginal rights in the James Bay territory (some 410,000 square miles) in exchange for compensation in the form of land settlements, monetary and other considerations. Under the land settlement, some 2,095 square miles will be set aside for the Crees and some 3,250 square miles for the Inuit as Category I land, over which the native peoples will have almost full control. A further 60,130 square miles becomes Category II land, where the native peoples will have exclusive hunting, fishing and trapping rights. The balance (some 344,525 square miles) will become Category III lands, where the general public will be able to hunt and fish, but only for sport, with certain species of animals reserved for the native peoples. Forest products will be free for native use and for limited native commercial purposes. The monetary compensation will total \$225 million over twenty years. The first \$75 million is to be paid over ten years, Quebec paying \$42.25 million and the

Au Québec, la consommation électrique a baissé de 1,8% par rapport à 1974. Comme dans la plupart des autres provinces, cette baisse résulte d'une diminution (14,2%) de la consommation industrielle, bien que partiellement compensée par les augmentations de la demande domestique et commerciale de 13,3% et 9% respectivement. La consommation a excédé la production d'environ 13,8 TWh, qui ont été fournis par la centrale de Churchill Falls. L'excédent des besoins de la province a été exporté principalement au Nouveau Brunswick, et en Ontario et représente environ 54% de l'énergie importée du Labrador (Churchill Falls).

Aménagement de la baie James

La majeure partie du reste des ressources hydrauliques de la province, au potentiel estimé à 20 000 MW sur un total d'environ 35 000 MW, se trouve dans la région de la baie James. La première phase d'aménagement de la baie James (le complexe de La Grande) est en cours et la puissance de production du complexe sera de 10 190 MW à la mise en service au cours de 1980-85, à partir de 4 sites sur la rivière La Grande. LG-2, le premier aménagement et le plus grand, aura une puissance de production totale de 5 328 MW en 1982.

Les droits des autochtones de la région ont fait l'objet de litiges et de longues négociations, de 1973, à l'ultime décision du 11 novembre 1975, lorsque le gouvernement du Québec (et la Société d'énergie de la baie James, la Société de développement de la baie James et l'Hydro-Québec), le Grand conseil des Cris du Québec, l'Association des Inuit du Nord du Québec et le gouvernement du Canada ont signé un accord définitif aux termes duquel les Cris et les Inuit ont cédé leurs droits dans le territoire de la baie James (environ 410 000 milles carrés) en échange d'une indemnisation sous forme de concessions de terre, d'argent et diverses considérations. Environ 2 095 milles carrés de terre de catégorie I ont été concédés aux Cris et environ 3 250 milles carrés aux Inuit, dont ils ont quasi l'absolu contrôle. Sur un complément de 60 130 milles carrés, de catégorie II, les autochtones auront les droits exclusifs de chasse de pêche et de piégeage. Le reste, environ 344 525 milles carrés, deviendront des terres de catégorie III où le public pourra chasser et pêcher, seulement pour sport, et certaines espèces animales sont réservées aux autochtones. Ceux-ci bénéficieront des produits forestiers pour leur propre utilisation et à des fins commerciales limitées. L'indemnisation monétaire totalise 225 millions de dollars, payables en 20 ans, dont 75 premiers millions, en 10 ans; le Québec paiera 42,25 millions et le gouvernement fédéral 32,75 millions. La deuxième tranche de 75 millions de dollars, garan-

federal government \$32.75 million. The second \$75 million, guaranteed by the Quebec Government, will be paid as hydro electric royalties by the James Bay Energy Corporation. The final \$75 million will be in the form of Quebec debentures to compensate for foregone mining benefits. These monies will be paid into a corporation controlled by the native people, with federal and Quebec representatives on the Board of Directors.

The Cree and Inuit will control their own affairs and the regional government will be a joint operation. There will be a committee to advise upon the environment and programs to train native peoples for the type of work which the development brings to the territory, and for other occupations suitable to their culture and to the region. The Province will finance a program designed to offer a guaranteed income and incentive to Cree people who wish to maintain their traditional way of life by harvesting the wildlife of the land.

Ontario

During 1975 Ontario Hydro added a fifth 500 MW unit to its Nanticoke coal fired station. This increases the province's total capacity by 2.8% to 18,545 MW. The 573.75 MW unit at the new Lennox oil fuelled station in eastern Ontario became operational late in 1975 and was scheduled for commercial service early in 1976. Lennox is the first major oil fuelled generator in the Ontario Hydro system.

Following repair of extensive damage resulting from a fire in 1974, the no. 2 unit at Nanticoke was restored to service in December, 1975.

Total electrical energy made available in the province for 1975 was 0.6% above 1974 with indications that reduced industrial demand was the main cause of this unusually low growth. Energy demand by industrial customers was 8.4% below the previous year while residential and commercial demand increased by only 1% and 3% respectively. Although energy growth was at a low level, the December 1975 peak load of 15,742 MW was 15.3% above the previous year.

Generation in the province in 1975 totalled 78.5 TWh of which 49% was from hydro units, 36% from fossil units and 15% from nuclear units. While nuclear power will increasingly become the predominant source of energy for the Ontario system, fossil fuelled stations will play an important role for many years. In 1975,

par le gouvernement du Québec, sera versée sous forme de redevances d'exploitation hydro-électrique par la Société d'énergie de la baie James. La dernière tranche de 75 millions sera payée en obligations du Québec en règlement compensatoire des bénéfices d'exploitation minière. Ces capitaux seront placés dans une corporation contrôlée par les autochtones, avec des représentants du gouvernement fédéral et du Québec au Conseil d'administration.

Les Cris et les Inuit administreront leurs affaires et le gouvernement régional aura une activité conjointe. Un comité conseillera le gouvernement sur les problèmes d'environnement et les programmes d'entraînement des autochtones aux types de travaux que le développement amènera sur le territoire et à d'autres travaux appropriés à leur culture et à la région. La province financera un programme conçu pour offrir un revenu garanti et une prime aux Cris qui désirent conserver leur mode de vie traditionnel en exploitant la flore et la faune de leur territoire.

Ontario

En 1975, l'Hydro-Ontario a ajouté une cinquième unité de 500 MW à la centrale au charbon de Nanticoke. Le taux d'accroissement de 2,8% porte la capacité de production de la province à 18 545 MW. Une unité de 573,75 MW à la centrale de Lennox au mazout, dans l'est de l'Ontario, mise en service à la fin de 1975, fonctionnait à l'échelle commerciale au début de 1976. Lennox est la première centrale au mazout de l'Hydro-Ontario.

Les travaux de réparations après l'important incendie à la centrale de Nanticoke en 1974 ont comporté la remise en service de l'unité n° 2 en décembre 1975.

L'énergie électrique disponible dans la province en 1975 était de 0,6% supérieure à celle de 1974 et, il semble que ce faible taux inhabituel est dû à une réduction de la demande industrielle. La demande d'énergie du secteur industriel par rapport à l'an dernier a baissé de 8,4% et celle des secteurs résidentiel et commercial n'a augmenté que de 3,1% et de 3% respectivement. Malgré un faible taux de croissance, la consommation de pointe en décembre 1975 a atteint 15 742 MW, soit une hausse de 15,3%.

La production dans la province a totalisé 78,5 TWh en 1975 dont 49% étaient d'unités hydro-électriques, 36% d'unités de centrales à combustibles fossiles, et

coal fired generation represented some 73% of thermal generation or 26% of total production.

Plans for future additions to the Ontario Hydro system are subject to some uncertainty as a result of the extensive review process being undertaken following governmental instructions to reduce borrowing requirements. The only hydro additions currently scheduled are two-39 MW units at Arnprior and one 24 MW unit at Andrew's Falls. Fossil fuelled additions include sixth and seventh 500 MW units at the Nanticoke coal fired station in 1976 followed by the eighth unit in 1977. Two of the remaining three oil-fuelled 573.75 MW units at Lennox are planned for service in 1976 and the final unit in 1977. An oil fired station at Wesleyville, near Port Hope, of similar design to Lennox is currently scheduled to come into service in 1981-1982.

In northwest Ontario, extensions to the coal fired Thunder Bay plant are expected to add a 150 MW unit in 1980 and a second unit in 1981. A new coal fuelled generating station in Atikokan is being planned for 1983-1985 when four 200 MW units will be installed. Both the Thunder Bay and Atikokan units will be designed to permit using Western Canadian coal.

Preliminary planning has been undertaken for a third thermal power plant in North Western Ontario to be located along the North Channel of Lake Huron. This is tentatively scheduled for initial service in 1987 and would consist of four-750 MW fossil fuelled units.

An extensive program of nuclear generation is expected to add 11,760 MW of new capacity in the period 1976-1988. This program consists of four unit stations, three employing 800 MW units and one, Pickering B with 540 MW units. Bruce A will have one 800 MW unit added each year 1976 through 1979. Other nuclear additions are currently scheduled from 1981 through 1988 as follows: Pickering B (1981-83); Bruce B (1983-86); and Darlington (1986-88).

Future electricity plans and rates for electrical energy in Ontario are being reviewed by several groups. The Ontario Energy Board has recently completed a review of bulk power rates for 1976 after a series of hearings which were completed in September 1975. A committee of the Ontario Legislature established to review electricity rates recommended a 22% increase for 1976; this Committee plans to conduct further hearings in early 1976 to consider some additional aspects of Ontario Hydro's expansion plans in the medium term.

15% d'unités de centrales nucléaires. L'énergie nucléaire deviendra la source dominante de production en Ontario, mais les centrales thermiques à combustibles fossiles resteront une source importante pendant un nombre d'années. En 1975, l'énergie des centrales à charbon a représenté 73% de la production thermique soit 26% du total dans la province.

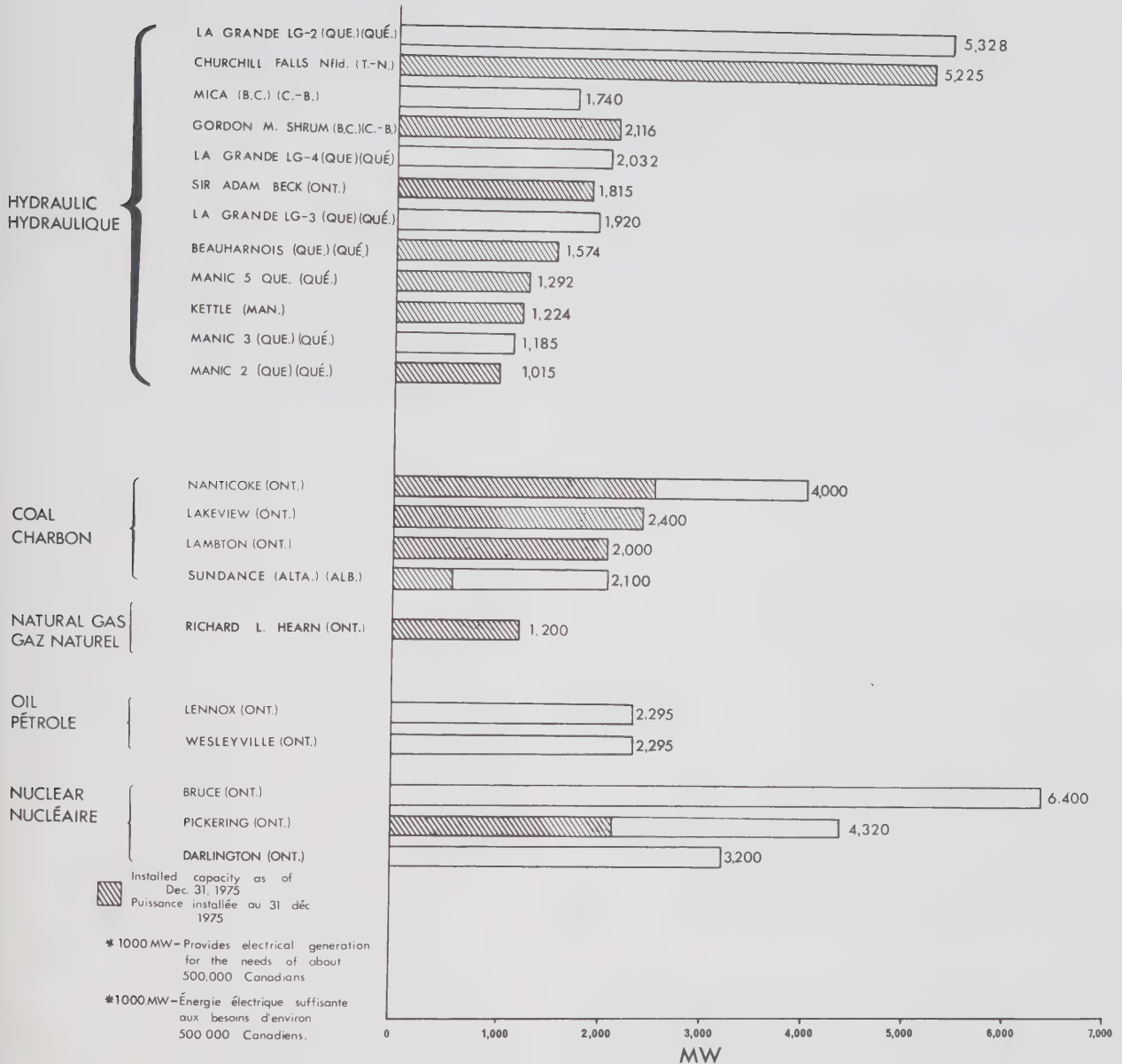
Les plans d'installations additionnelles de l'Hydro Ontario sont quelque peu incertains du fait des nombreuses révisions en cours consécutives à la décision du gouvernement de réduire les emprunts. Les seules additions hydro planifiées sont les deux unités de 39 MW à Arnprior et une unité de 24 MW à Andrew's Falls. Les additions aux centrales à combustibles fossiles comprennent les 6^e et 7^e unités de 500 MW à la centrale de Nanticoke, en 1976, puis de la 8^e unité en 1977. Deux des trois unités thermiques au pétrole à Lennox, de 573,75 MW, sont planifiées pour 1976 et la dernière pour 1977. Une centrale à mazout à Wesleyville, près de Port Hope, similaire à celle de Lennox, est planifiée pour une mise en service en 1981-82.

Dans le Nord-Ouest de l'Ontario, les extensions prévues à la centrale à charbon de Thunder Bay, comprennent une unité de 150 MW en 1980 et une seconde en 1981. Avec 4 unités de 200 MW, une nouvelle centrale à charbon à Atikokan est planifiée pour 1983-85. Les centrales de Thunder Bay et d'Atikokan permettront d'utiliser le charbon de l'Ouest du Canada.

Une planification préliminaire est en cours pour la construction d'une 3^e centrale thermique dans le Nord-Ouest de l'Ontario, le long du chenal Nord du lac Huron. La centrale entrera peut-être en service en 1987 et comprendrait 4 unités de 750 MW à combustibles fossiles.

Un vaste programme de construction de centrales nucléaires augmenterait la capacité de production à 11 760 MW entre 1976 et 1988. Le programme comporte 4 centrales, 3 à unités de 800 MW et 1, Pickering B, à unités de 540 MW. À la centrale Bruce A, une unité de 800 MW sera ajoutée chaque année, de 1976 à 1979. Des additions d'unités nucléaires, planifiées de 1981 à 1988, seront installées à Pickering B (1981-83), Bruce B (1983-86) et Darlington (1986-88).

Plusieurs groupes planifient la future production et les taux d'énergie électrique en Ontario. L'Ontario Energy Board a achevé une étude des taux primaires d'énergie pour 1976, après une série de réunions en septembre 1975. Un comité de la législature ontarienne



Installed Generating Capacity of Stations in Canada Exceeding 1,000 MW (stations capable of multi-fuel firing are shown under their primary fuel source.)

Puissance installée des centrales de plus de 1 000 MW (les centrales à multicom bustibles sont inscrites sous leur principale source d'énergie).

During 1975 the Ontario Government established a Royal Commission on Electric Power Planning with a mandate to explore the long-term aspects of electric power development in the Province. The Commission has held preliminary public hearings and is exploring a variety of procedures to encourage maximum public participation on its deliberations.

The system is being developed to provide an appropriate mix of fossil fuels. Coal imported from the United States is currently the most significant fuel but consideration is being given to obtaining a supply of Western Canadian coal. Gas is burned to a limited extent (less than 6% of generation), primarily to meet environmental constraints. Lennox oil fired capacity will give an added flexibility in fuel sources and help ensure an adequate supply of electrical energy.

During 1975, Ontario imported 13.05 TWh from other provinces corresponding to 14.6% of provincial energy needs (17% of generation); net exports to the United States of 2.12 TWh (3% of generation) and exports to other provinces (.27 TWh) resulted in a net import of 10.66 TWh representing about 12% of electrical energy consumed within the province.

Manitoba

There were no major generation additions by Manitoba hydro in 1975. Total energy generated in the province, up 2% from 1974, was 14,812 GWh, 96.8% of which was from hydro sources. Total load increased 1.9% from the previous year and appears to have resulted from a growth of 6.4% in residential demand and 4.8% in commercial demand offset by a 8% reduction in industrial electrical energy.

Manitoba has an extensive external trade in electricity with net exports to other provinces representing 11% of generation (1,668 GWh) and net exports to the United States amounting to 8% of generation (1,133 GWh).

Work is actively proceeding at the Long Spruce hydro site, the second major development on the lower Nelson River. This is being developed to an ultimate capacity of 980 MW in ten units by 1979, the first two units being scheduled for 1977. Work is also proceeding on the Jenpeg station located in the diversion channel between Lake Winnipeg and the Nelson River comprising six 28 MW low head bulb type units; three units are planned for service in 1976 and the remaining three in 1977.

rienne, créé pour étudier le prix de revient de l'électricité, a recommandé une augmentation de 22% en 1976; ce comité a planifié de nouvelles réunions pour le début de 1976 afin d'étudier certains aspects complémentaires de l'expansion de l'Hydro-Ontario à moyen terme.

En 1975, le gouvernement ontarien a nommé une Commission royale d'enquête sur la planification de l'énergie électrique, avec mandat d'étudier les aspects à long terme du développement de l'énergie électrique dans la province. La Commission a tenu des audiences publiques préliminaires et étudie diverses méthodes pour encourager le public à participer à ses délibérations.

Un système est à l'étude pour réaliser un mélange approprié de combustibles fossiles. Le charbon importé des États-Unis est le combustible dominant, mais des considérations sont à l'étude pour une utilisation du charbon de l'Ouest canadien. L'emploi du gaz comme combustible est limité (moins de 6% de la production), spécialement en raison des contraintes environnementales. La centrale de Lennox à mazout permettra une plus grande souplesse dans l'utilisation des sources de combustibles et aidera à assurer un approvisionnement suffisant d'énergie électrique.

En 1975, l'Ontario a importé 13,05 TWh des autres provinces, soit 14,6% des besoins énergétiques de la province (17% de la production); les exportations de 2,12 TWh (3% de la production) aux États-Unis et vers d'autres provinces (0,27 TWh) ramènent à une importation nette de 10,66 TWh représentant environ 12% de l'énergie électrique consommée dans la province.

Manitoba

L'Hydro-Manitoba n'a apporté aucune addition importante en 1975. L'énergie totale produite dans la province a augmenté de 2% depuis 1974 et a atteint 14 812 GWh, dont 96,8% de centrales hydro-électriques. La hausse de consommation de 1,9% par rapport à l'an dernier semble due à une augmentation de 6,4% et de 4,8% de la demande des secteurs résidentiel et commercial, compensée par une réduction de 8% la consommation industrielle.

The next major hydro development will be a 1100 MW station at Limestone, downstream from Long Spruce tentatively scheduled for first power in 1982 with completion in 1985. Preliminary site construction has been started. Beyond Limestone plans are more tentative, but another 1100 MW site at Conowapa could follow Limestone with first power in 1985. A capability is being developed to commence the addition of nuclear generation in Manitoba during the latter half of the 1980's but timing of nuclear capacity will depend on its economic comparison with additional hydro electric capacity on the Nelson River system.

Transmission developments in 1975 included the commitment of converter equipment for the second bipole of the Nelson River HVDC system. This will be a thyristor design with a voltage rating ± 500 kV and a capacity of 1800 MW raising the total transmission capability to 3420 MW, adequate to handle the combined capacity of Kettle, Long Spruce and Limestone. The HVDC transmission additions will be brought into service in stages between 1978 and 1983 as required by the timing of generation additions.

Manitoba Hydro is planning to extend its interconnections with the United States which will augment the current 230 kV connection with the Northern States Power Company in Minnesota. An application to the National Energy Board for the licensing of a second international 230 kV circuit to interconnect with Minnesota Power and Light was being reviewed at year end (the license was approved March 1976). Advantages to Manitoba of these interconnections include electricity sales from seasonal variations in water flow, and from use of temporary water storage which utilize the flexibility of hydro system operation; interconnected U.S. utilities depend mainly on thermal generation and have peak demand during summer unlike the Manitoba utilities which, in the same way as all Canadian utilities, encounter peak demand during winter.

Saskatchewan

Total electrical energy supplied in the province was 9% below 1974 and generation declined by about 10% to 7,060 GWh, of which 62% came from thermal production and 38% from hydro. The slightly larger decline in generation resulted from a reduction in net exports to Manitoba of 96% as compared to 1974. The reduction in energy demand resulted from a 27.5% decline in the use of energy by industry which was offset by increases in residential and commercial use of 15% and 37.7% respectively.

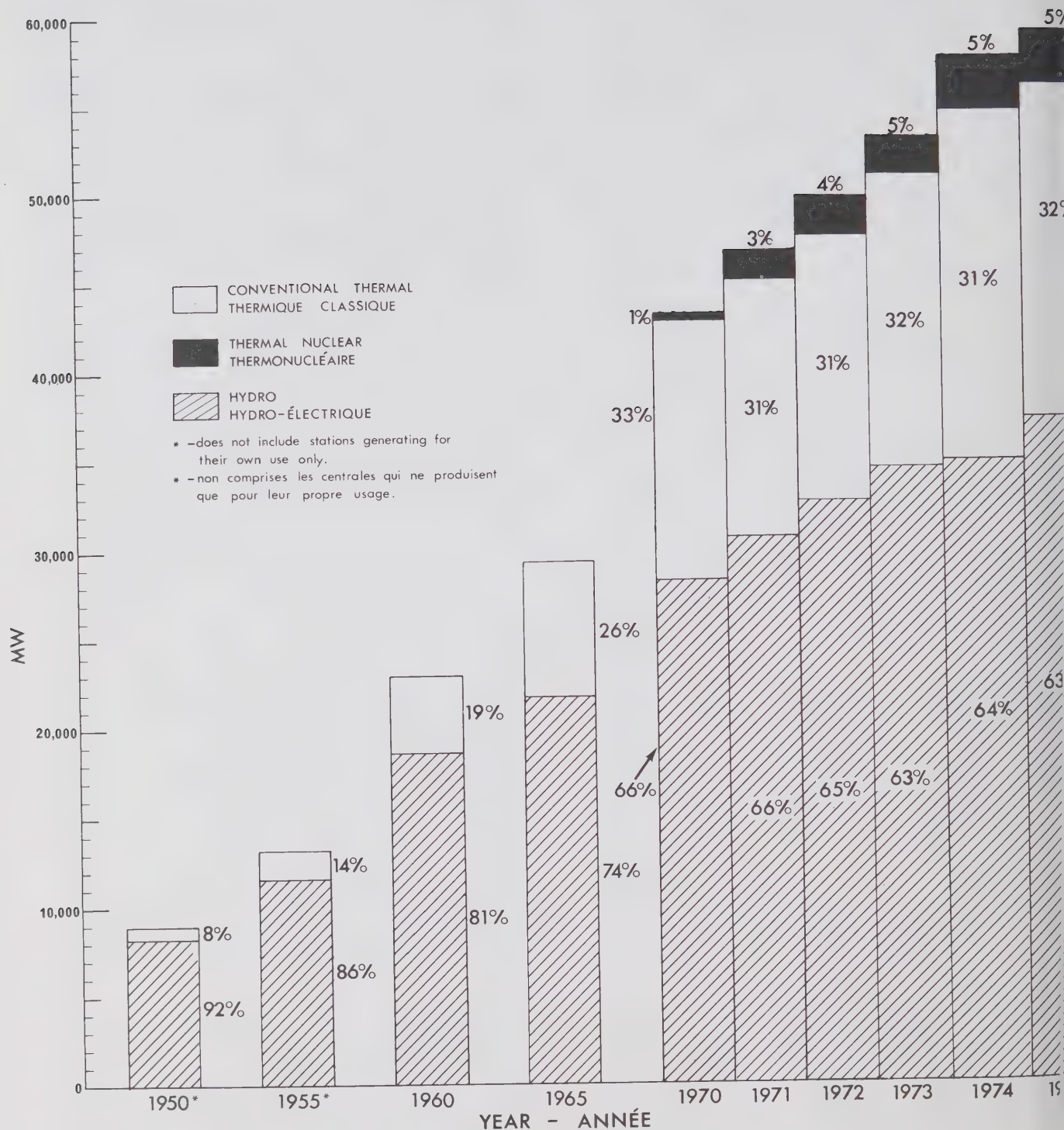
Dans son commerce extérieur en énergie, le Manitoba exporte aux autres provinces 11% de sa production (1 668 GWh) et environ 8% aux États-Unis (1 133 GWh).

L'aménagement hydro-électrique est poursuivi à Long Spruce, le deuxième en importance sur le fleuve Nelson. La centrale aura une capacité de 980 MW avec 10 unités en 1979, les 2 premières sont planifiées pour 1977. La centrale de Jenpeg, sur le canal de dérivation entre le lac Winnipeg et le fleuve Nelson, comprendra 6 groupes de 28 MW de type bulbe à faible hauteur de chute; 3 groupes sont planifiés pour 1976 et les 3 autres pour 1977.

La prochaine installation hydro-électrique sera une centrale de 1 100 MW à Limestone, en aval de Long Spruce, dont la mise en service du premier groupe pourrait être en 1982, et l'achèvement en 1985. Les travaux préliminaires sont commencés. Après Limestone, quelques projets sont envisagés, dont une centrale de 1 100 MW à Conowapa, avec mise en service en 1985. Un accroissement de la capacité de production d'énergie nucléaire au Manitoba est à l'étude pour la seconde moitié de la décennie 1980, mais ces additions dépendront des comparaisons économiques avec la capacité additionnelle hydro-électrique installée sur le fleuve Nelson.

En transmission de l'énergie, les études ont porté en 1975 sur l'installation d'un équipement de conversion commandé pour le second bipôle du réseau de transport en courant continu sous haute tension (CCHT) du fleuve Nelson. Cet équipement, un thyristor à tension de ± 500 kV et d'une puissance de 1 800 MW, portera la capacité de transport à 3 420 MW, capacité suffisante pour la transmission combinée de la production de Kettle, de Long Spruce et de Limestone. Les extensions au réseau CCHT seront mises en service par étapes entre 1978 et 1983, parallèlement à la mise en service des unités de production additionnelles.

L'Hydro-Manitoba a planifié l'extension d'interconnexions avec les États-Unis, ce qui augmentera la puissance de l'actuelle connexion de 230 kV avec la *Northern States Power Company*, au Minnesota. Une demande à l'Office national de l'énergie pour l'obtention d'une licence d'un second circuit international de 230 kV, destiné à l'interconnexion avec la *Minnesota Power and Light*, a fait l'objet d'une étude en fin d'année (la licence a été approuvée en mars 1976). Ces interconnexions apporteront des avantages au Manitoba tels que des ventes d'électricité au temps des varia-



Installed generating capacity in Canada 1950-1975.

Puissance installée au Canada, 1950-75.

A 70 MW gas turbine was added at Landis in 1975. Future plans for new generation capacity include an additional 300 MW unit in 1977 at the Boundary Dam lignite fuelled station to be followed in 1979 by the first 300 MW unit of the new Poplar River lignite fired plant which is located near Coronach, in south central Saskatchewan, where a new mine is being developed; this site has a potential for 1200 MW. Consideration is also being given to a 400 MW hydro development on the Saskatchewan River at Nipawin to provide peaking capacity and targeted for 1984.

Alberta

Addition to capacity in 1975 was limited to the second 150 MW unit in Alberta Power's Battle River coal-fired thermal station. However, work is actively proceeding on several generation projects. Calgary Power expects to commission two 375 MW units in 1976 at its Sundance coal fired thermal station on Lake Wabamum, west of Edmonton. A further 375 MW unit is to be completed in 1978 and the fourth such unit in 1980 raising the total capacity of the Sundance station at that time to 2,100 MW (6 units).

Environmental effects are being reduced to a minimum through the construction of a 1,200 acre cooling pond at Sundance and through the provision of electrostatic precipitators on all Sundance units. Results from precipitators now in use on the two 300 MW operating units at Sundance show 99.5% removal of particulates. Precipitators were added to the older Wabamum station in 1975. Expenditures for all environmental protection devices at the two stations will likely exceed \$80 million.

In 1975, Calgary Power applied to the Energy Resources Conservation Board of Alberta for approval to construct a 2,250 MW coal fired generating station in the Camrose-Ryley area. The plant is to consist of six 375 MW units for service between 1982 and 1986.

Edmonton Power is continuing construction of additions to its Clover Bar gas fired thermal station which will add a 165 MW unit in 1976 and another in 1978, which will double the total station capacity to 660 MW. Environmental studies are continuing on the effect of warm water discharge on the biota of the North Saskatchewan River used for cooling, and on reduction of nitrogen oxides in stack discharges.

tions saisonnières du débit des eaux et à partir de la production de l'énergie temporaire des stocks d'eau des barrages hydro-électriques dont le système donne une flexibilité opérationnelle; les services publics interconnectés des États-Unis dépendent surtout de la production des centrales thermiques et ont une demande élevée en été à l'inverse de ceux du Manitoba qui, comme les hivers. Le Manitoba a aussi d'importantes interconnexions avec la Saskatchewan et le Nord-Ouest de l'Ontario.

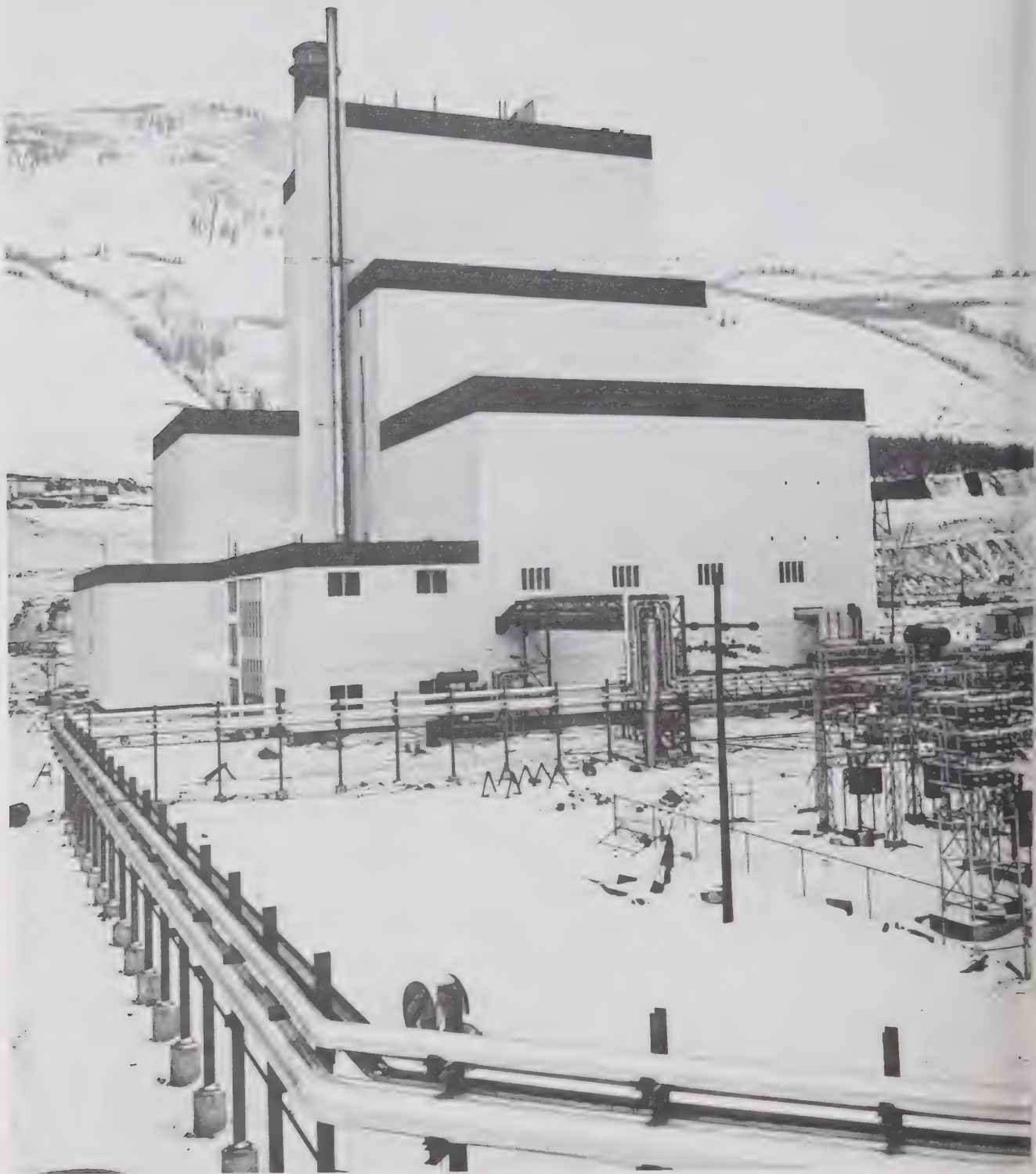
Saskatchewan

L'approvisionnement en énergie électrique dans la province a baissé de 0,9% par rapport à 1974 et la production a décliné d'environ 4% pour tomber à 7 060 GWh, dont 62% étaient de centrales thermiques et 38% de centrales hydro-électriques. La baisse légèrement plus élevée en production résulte d'une réduction des exportations nettes au Manitoba de 96% par rapport à 1974. La réduction de la demande provient d'une diminution de 27,5% de la consommation du secteur industriel, mais compensée par des hausses de consommation des secteurs résidentiel et commercial de 4,6% et de 37,7% respectivement.

Une turbine à gaz de 70 MW a été mise en service à Landis en 1975. Les installations projetées comprendront une unité de 300 MW, prévue pour 1977, à la centrale thermique à lignite, de Boundary Dam et, en 1979, une première unité à la centrale thermique à lignite, Poplar River, près de Coronach, dans le Centre-Sud de la Saskatchewan, où une nouvelle mine est en production; ce site a un potentiel de 1 200 MW. Une étude est en cours sur l'installation d'une centrale hydro de 400 MW sur la rivière Saskatchewan, à Nipawin, dont la pleine production est prévue pour 1984.

Alberta

Les additions à la capacité en 1975 ont comporté seulement l'installation du second groupe de 150 MW à la centrale thermique au pétrole de l'Alberta Power à Battle River, mais les travaux sont poursuivis sur divers projets de centrales. La Calgary Power espère mettre en service 2 unités de 375 MW en 1976 à la centrale thermique au charbon, à Sundance, sur le lac Wabamum, à l'ouest d'Edmonton. Une unité de 375 MW devrait être prête en 1978 et la quatrième en 1980, ce qui portera la capacité totale de la centrale de Sundance à 2 100 MW (6 unités).



The H. R. Milner generating station of Alberta Power at Grande Cache burns middling coal, a byproduct of the coal mined nearby for metallurgical uses. Capacity of the station is 140 MW.

Centrale H. R. Milner de Grande Cache, de l'Alberta Power. L'installation fonctionne aux mixtes de charbon, sous-produit du charbon extrait aux environs pour la métallurgie. La centrale a une puissance de 140 MW.

Major transmission developments in Alberta in 1975 were additions to 240 kV and 138 kV lines. Calgary Power completed a 240 kV line from Sundance to Red Deer. Alberta Power and Calgary Power completed a 138/240 kV line between Alberta Power's Battle River plant and Calgary Power's Matiskow substation to the east of Battle River.

Load growth in 1975 was 5.6% in spite of a fall in industrial demand of 3.3%; increased demand in the residential (+8.1%) and the commercial (+3%) markets provided the net increase. Over 90% of electrical supply was generated in coal or gas fuelled thermal stations.

Alberta, with large resources of mineable subbituminous coal, has opted to develop this low cost resource as a fuel for thermal power stations, hence most new thermal capacity in the province to 2000 will likely be based on this fuel. Toward the end of the century, however, underground mining may be required to provide incremental production of subbituminous coals in Alberta.

British Columbia

British Columbia, with substantial water resources, has derived over 90% of its electricity needs through hydro generation. Only a small portion is thermal involving oil and some gas. Current planning indicates that hydro development will continue through the year 2000 with thermal generation becoming important by the mid-80's. Initially, thermal generation will be mainly from coal since nuclear generation is not likely to be undertaken prior to 1990.

Coal is an abundant resource in British Columbia with large quantities of bituminous coal located in the province. A substantial lignite deposit is located at Hat Creek in lower central British Columbia and it is likely that this deposit will be the first development for coal fired generation in the province.

Total electrical energy demand declined approximately 1% from the previous year, reflecting a reduction of nearly 10.5% in industrial average which was largely offset by increases in domestic and commercial consumption of 12.2% and 4.3% respectively. Some 9% of generation (approximately 3.2 TWh) was exported from British Columbia, over 90% of which was to the U.S.A. and the remainder (less than 1% of generation) within Alberta.

Les effets sur l'environnement sont réduits au minimum grâce à un bassin de refroidissement de 1 200 acres à Sundance et des précipitateurs électrostatiques de chaque unité de la centrale. Le taux d'élimination des particules des précipitateurs des 2 unités de 300 MW en service atteint 99,5%. Ce type d'appareil a été installé en 1975 à l'ancienne centrale de Wabamun. Les dépenses pour les dispositifs de protection d'environnement aux 2 centrales dépasseront sans doute 80 millions de dollars.

En fin d'année, la *Calgary Power* a demandé à l'*Energy Resources Conservation Board* de l'Alberta l'autorisation de construire une centrale au charbon de 2 250 MW dans la région de Camrose-Ryley. Les 6 unités de 375 MW de la centrale entreront en service entre 1982 et 1986.

Dans son programme d'expansion de la centrale thermique au gaz, à Clover Bar, l'*Edmonton Power* installera une unité de 165 MW en 1976 et une autre en 1978, pour doubler la capacité de la centrale à 660 MW. Les études sur l'environnement portent sur l'effet des décharges d'eau chaude sur la faune de la rivière Saskatchewan-Nord, dont les eaux servent au circuit de refroidissement, et sur la réduction des oxydes d'azote des fumées de cheminée.

L'extension des réseaux de transport d'énergie en Alberta a comporté l'addition de lignes de 240 kV et 138 kV. La *Calgary Power* a achevé l'installation de la ligne de 240 kV, de Sundance à Red Deer. L'*Alberta Power* et la *Calgary Power* ont installé une ligne de 138/240 kV reliant la centrale de l'*Alberta Power* à Battle River et la sous-station de la *Calgary Power* à Matiskow, à l'est de Battle River.

Le taux de croissance de la consommation en 1975 a atteint 5,6% malgré une baisse de la demande industrielle de 3,3%; une hausse de la demande du secteur résidentiel (+8,1%) et du secteur commercial (+3%) ont provoqué un accroissement net. Plus de 90% des approvisionnements proviennent de centrales thermiques à charbon ou à gaz.

Avec un vaste potentiel houiller subbitumineux exploitable à ciel ouvert, l'Alberta a décidé d'utiliser cette source bon marché comme combustible pour les centrales thermiques; ainsi, la majorité de l'accroissement de capacité de production d'énergie thermique de la

New generating capacity in 1975 totalled 181 MW thermal and 250 MW of hydro.

The sixth 150 MW unit at the Burrard station came in service in 1975 and a 28.6 MW gas turbine unit was commissioned at Prince Rupert.

The only hydro addition in 1975 was at the new Kootenay Canal plant where the first two of four 125 MW units were put into service; the remaining two are scheduled for completion in 1976.

A 40.5 MW gas turbine unit and a similar 53.9 MW unit will be added in 1976 at the Keogh station near Port Hardy.

Major additions to hydro generation are under construction and during the period 1976-80, 3,215 MW of new hydro capacity will be added to the system.

Work is progressing on the Mica project where two 435 MW units are scheduled for completion in 1976 and two more in 1977.

On the Peace River 14 miles downstream of the G.M. Shrum generating station, construction of the Site 1 project is underway. First power from this four unit 700 MW station is expected in 1979 with completion in 1980.

A fourth major hydro electric development will be the Seven Mile site on the Pend d'Oreille River (6 miles upstream of the existing Wanita Station) where preliminary work on the construction camp started in 1975. Three of the four-175 MW units planned for this development are being scheduled for service in 1980.

Planning related to a major hydro development on the Columbia River near Revelstoke is also actively underway.

While no major new transmission lines were brought into service in 1975, work continued on the 500 kV lines to connect the Mica project to the provincial grid.

province en l'an 2000 sera basée sur ce combustible. Vers la fin du siècle, cependant, une exploitation souterraine sera sans doute nécessaire pour assurer les besoins en houille.

Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique détient un important potentiel hydraulique, source de plus de 90% de sa production en énergie électrique. Un faible pourcentage de cette production est de centrales thermiques à pétrole et à gaz. Une planification dans la province indique que l'accroissement du potentiel hydro-électrique se poursuivra au-delà de l'an 2000, avec une production de centrales thermiques accentuée vers le milieu des années 80. Les premières centrales seront à charbon, car la production de centrales nucléaires n'apparaîtra guère avant 1990.

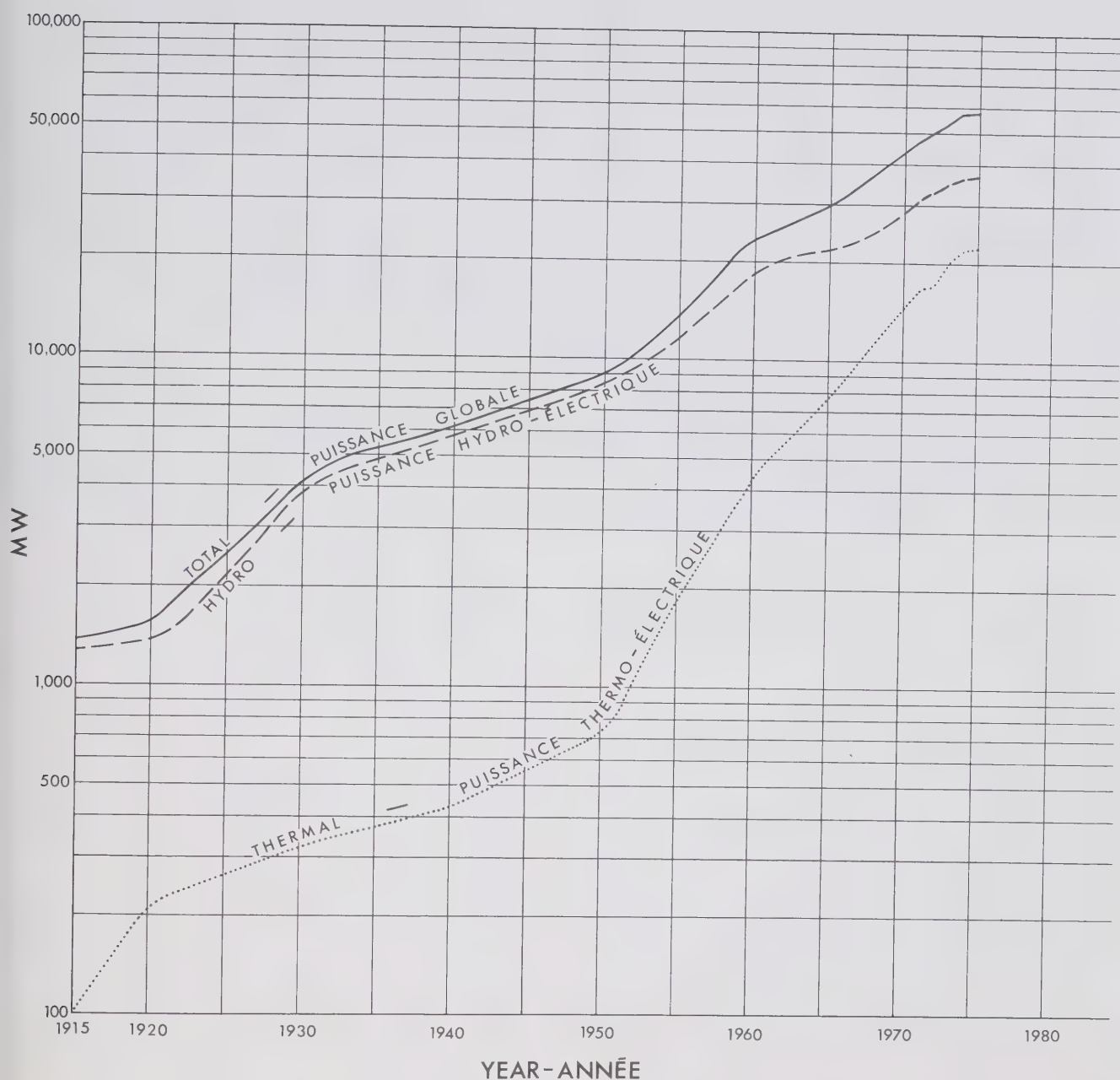
La Colombie-Britannique renferme d'abondantes réserves de charbon, dont un large potentiel de houille bitumineuse. Un important dépôt de lignite à Ha Creek, dans le centre inférieur de la Colombie-Britannique, sera probablement le premier à être exploité pour la production d'énergie.

La baisse d'environ 2,3% par rapport à 1974 de la demande en énergie électrique résulte d'une réduction de près de 10,5% de la demande moyenne industrielle mais largement compensée par des hausses de consommation domestique et commerciale de 12,2% et 4,3% respectivement. Environ 9% de la production (approximativement 3,2 TWh), ont été exportés, dont 90% aux États-Unis et le reste (moins de 1% de la production) en Alberta.

La capacité de production additionnelle en 1975 totalisé 181 MW à des centrales thermiques et 250 MW à des centrales hydro-électriques.

La 6^e unité de 150 MW, à la centrale de Burrard, est en service depuis 1975 et une turbine à gaz de 28,6 MW a été installée à Prince-Rupert.

La seule addition à la production hydro-électrique en 1975 a été à la nouvelle centrale du canal Kootenay où les 2 premières des 4 unités de 125 MW ont été installées; les 2 autres le seront en 1976.



Growth of installed generating capacity 1915-1975, showing the comparative contributions to the total by hydro generation and thermal generation.

Croissance de la puissance installée, 1915-75; comparaison des contributions de la production hydro-électrique et de la production thermique à la production totale.

Northwest Territories

Major additions in generating capacity were confined to diesel installations which exceeded 10 MW in units ranging up to 2,500 kW.

Work continued on the 10 MW Snare Forks hydro development and a 4 MW addition to the 18 MW Taltson station both of which are scheduled for service in 1976 and planning was completed in respect to the 4 MW Snare Cascades development on the Snare River.

Electrical energy utilization increased by approximately 6% compared with the previous year.

Yukon Territory

The Northern Canada Power Commission commissioned its 30 MW Aishihik hydro development in September. Plans were well advanced for a 20 MW addition to the Whitehorse Rapids hydro development and studies were carried on in respect to selection of the most appropriate site for a major hydro development to meet future load growth on a long-term basis.

Electrical energy consumption in the Territory increased by 16.8% as a result of increased consumption in industrial (9.3%) commercial (10.4%) and domestic (13.9%) categories.

The mix of energy sources for the generation of electricity varies across the country from complete dependence on thermal generation in Prince Edward Island to almost complete dependence on hydraulic sources in Quebec. Further variations occur among the fuels used for thermal generation as a direct result of regional differences in the availability and costs of fuels. As well, some stations are designed with the capability of using more than one fuel. This variety of generation sources is summarized in Table 3.

Une unité de turbines à gaz de 40,5 MW et une de 53,9 MW seront ajoutées en 1976 à la centrale de Keogh près de Port Hardy.

Les importantes installations additionnelles de production hydro-électrique en cours accroîtront la capacité de production de 3 215 MW, de 1976 à 1980.

À la nouvelle centrale de Mica, 2 unités de 435 MW seront installées en 1976 et les 2 autres en 1977.

Sur la rivière de la Paix, à 14 milles en aval de la centrale G. M. Shrum, l'aménagement du site n° 1 progresse. La mise en production de cette centrale à 4 unités de 700 MW est prévue pour 1979 et l'achèvement en 1980.

Un 4^e aménagement hydro-électrique important sera le projet Seven Mile, à la rivière Pend d'Oreille (à 6 milles en amont de la centrale de Wamita), où les premiers travaux ont débuté en 1975. La mise en service de 3 des 4 unités de 175 MW est planifiée pour 1980.

Les plans sont en cours d'un aménagement hydro-électrique important sur le fleuve Columbia, près de Revelstoke.

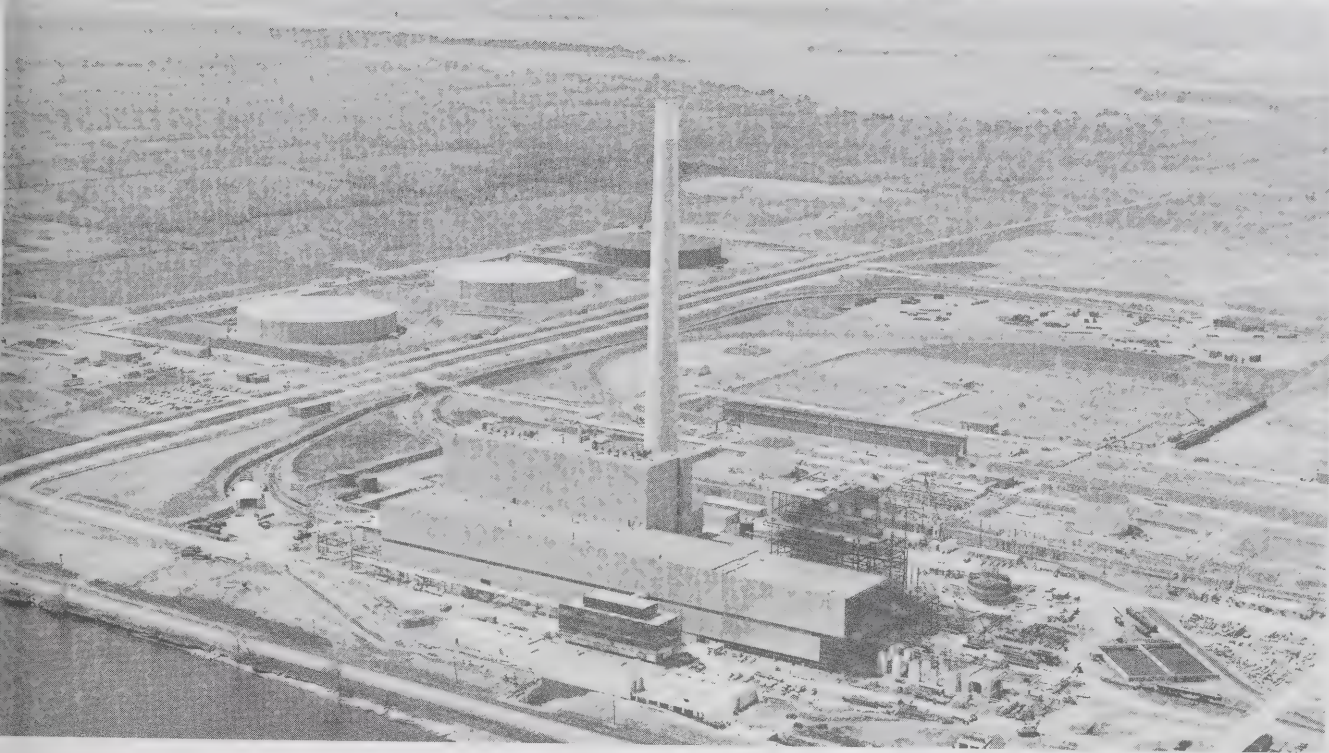
Aucune ligne de transport n'a été mise en service en 1975, mais les travaux d'installations sont poursuivis aux lignes de 500 kV de connexion du projet Mica au réseau provincial.

Territoires du Nord-Ouest

Les additions à la capacité de production ont été limitées à des installations diesel d'unités de plus de 10 MW échelonnées jusqu'à 2 500 kW.

L'installation hydro-électrique de 10 MW à Snare Forks est poursuivie, outre une addition de 4 MW à la centrale de Taltson de 18 MW; leurs mises en service sont prévues pour 1976; les plans d'aménagement de la centrale de 4 MW des cascades de la Snare, sur la rivière Snare, sont achevés.

L'utilisation de l'énergie électrique a augmenté d'environ 6% par rapport à l'année précédente.



The Lennox generating station, located 20 miles west of Kingston, will be Ontario's first oil-fired plant. Slated for completion in stages from 1974 through 1977, the station's four units will have a total estimated capacity of 2,300 MW.

Centrale Lennox, à 20 milles à l'ouest de Kingston. Première centrale thermique à mazout en Ontario. Entreprise par étape en 1974, elle devrait être achevée en 1977; les 4 unités totaliseront une puissance estimée à 2 300 MW.

Yukon

La Commission d'énergie du Nord canadien a mis en service, en septembre, la centrale hydro-électrique de 20 MW à Aishihik. Les plans d'une addition de 20 MW à la centrale des rapides Whitehorse sont très avancés; les services ont procédé à une étude de sélection d'un site approprié à un aménagement hydro-électrique important en prévision du taux de croissance de la demande à long terme.

La consommation d'énergie électrique au Yukon a augmenté de 16,8% à la suite des hausses d'utilisation

du secteur industriel (9,3%), du secteur commercial (10,4%) et du secteur domestique (13,9%).

La production électrique au Canada varie depuis une dépendance totale de l'énergie thermique, Île-du-Prince-Édouard, à une quasi dépendance totale de l'énergie hydraulique au Québec. Les combustibles utilisés comme énergie thermique présentent de grandes variations en raison des différences régionales dans la disponibilité et du prix. Certaines centrales ont été conçues pour fonctionner à plusieurs combustibles. Ces diverses sources d'énergie sont résumées au tableau 3.

HISTORY OF ELECTRIC POWER IN CANADA

The first hydro-electric plants were quaint by today's standards, but provided urban Canadians with the means for greater ease and comfort. Almost uninterrupted expansion of residential sales was followed by the discovery of new applications for power in industry. Electric railways were in vogue in the late 1890's and by 1904 the mining and refining industry had begun the construction of the first of several hydro stations in northern Ontario. Between 1906 and 1910 the pulp and paper industry, which consumes vast quantities of electricity, constructed hydro plants at Kenora, Fort Francis, Fort William (now Thunder Bay) and Sault Ste. Marie. These and other developments enabled Ontario to lead the other provinces in hydro-electric generation for two decades, and signalled the start of the industrialization of central Canada.

While the mineral and pulp and paper industries accounted for most installed generating capacity between 1910 and 1920, new uses appeared, such as gold dredging in the Yukon and the introduction of electric pumps for irrigation in British Columbia. Ontario still led the way in hydro-electric capacity, but Quebec was rapidly expanding its facilities.

By 1920, the total of installed generating capacity in Canada had grown to about 2,000 MW. Although a few private industries and municipalities chose to produce power for their own use, the desire to capitalize on economies of scale encouraged the development of large generating and distribution networks operated as public utilities. At the same time, this growing trend towards electrification stimulated greater use of electrical machinery and relaxed the locational restraints on industry. The development of techniques for the transmission of electrical energy, in conjunction with the increased use of electric machinery, allowed industries to select manufacturing sites according to such criteria as proximity to markets, labour and raw materials. As a direct result of the ready availability of cheap power, new and valuable industries grew up in Canada in the decades between the two World Wars. The exploitation of new resources lessened the nation's dependency on the old, and projected the Canadian economy into its North American framework of today.

Canada's total installed generating capacity rose to 4,700 MW in 1930, more than double the figure for 1920. The world-wide depression of the early 1930's did not affect the electric power industry as much as it

HISTORIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

Les premières centrales hydro-électriques peuvent paraître aujourd'hui d'un type démodé selon les critères modernes; elles ont néanmoins fourni aux citoyens canadiens un élément de confort et de bien-être. La multiplication des ventes d'habitations résidentielles a créé de nouvelles applications de l'énergie dans l'industrie. Les tramways étaient en vogue à la fin des années 1890, et, en 1904, des industries minières et métallurgiques ont entrepris la construction de la première de plusieurs centrales hydro-électriques dans le Nord de l'Ontario. De 1906 à 1910, l'industrie des pâtes et papiers, grande consommatrice d'électricité, a construit les centrales hydro-électriques de Kenora, de Fort Francis, de Fort William (aujourd'hui Thunder Bay) et de Sault-Sainte-Marie. Ces mises en valeur ont placé l'Ontario, durant deux décennies, devant toutes les provinces pour la production d'énergie hydro-électrique et constitué le début de l'industrialisation du Canada central.

Bien que les industries minière et des pâtes et papiers soient à l'origine de nombreuses installations de production d'énergie de 1910 à 1920, de nouveaux champs d'application sont apparus, comme le dragage aux exploitations d'or, au Yukon, et l'irrigation par pompes électriques, en Colombie-Britannique. L'Ontario demeurait au premier rang pour la capacité hydro-électrique, mais le Québec augmentait rapidement ses installations.

En 1920, le potentiel de production énergétique au Canada atteignait environ 2 000 MW. Certaines industries et municipalités avaient pris la décision de produire leur propre énergie, mais le désir de bénéficier d'une production énergétique économique à grande échelle a favorisé l'aménagement de vastes centrales et de réseaux de distribution en tant que services publics. Simultanément, l'électrification généralisait l'utilisation d'appareillages électriques et donnait à l'industrie un vaste choix d'emplacements d'usines. Le perfectionnement des techniques de transport de l'énergie électrique et l'emploi de machines électriques ont permis aux industriels de sélectionner des régions correspondant à des critères favorables, comme la proximité des marchés, de la main-d'œuvre et des matières premières. La disponibilité d'énergie à prix avantageux a constitué un facteur déterminant dans l'implantation de nouvelles entreprises industrielles de grande valeur pendant l'entre-deux-guerres. L'exploitation de nouvelles ressources a réduit la dépendance du pays à l'égard des anciennes ressour-

ELECTRIC POWER PLANT CAPACITY IN CANADA — 1975 (MW)

Province	Conventional thermal plant capacity — fired with							Unspecified Fuel Type*		Total Conv. Thermal			Total Thermal			Total
	Coal	Oil	Gas	Coal/ Oil	Coal/ Gas	Oil/ Gas	Coal/ Oil/ Gas	Oil/ Gas	Fuel	Thermal	Conv.	Thermal	Nuclear	Thermal	Hydro	
Newfoundland	—	454	—	—	—	—	—	—	—	454	—	454	—	454	6,206	6,660
P.E.I.	—	118	—	—	—	—	—	—	—	118	—	118	—	118	—	118
Nova Scotia	181	443	—	415	—	—	—	29	—	1,068	—	1,068	—	1,068	160	1,228
New Brunswick	99	520	—	33	—	—	—	—	—	652	—	652	—	652	680	1,332
Quebec	—	713	—	—	—	—	—	4	10	727	—	727	266	993	13,831	14,824
Ontario	7,295	411	410	—	870	—	—	146	5	9,137	—	9,137	2,400	11,537	7,008	18,545
Manitoba	50	55	—	132	—	—	237	4	13	491	—	491	—	491	2,475	2,966
Saskatchewan	130	17	158	—	582	—	171	193	—	1,251	—	1,251	—	1,251	567	1,818
Alberta	1,577	257	367	—	66	—	—	581	—	2,848	—	2,848	—	2,848	718	3,566
British Columbia	—	416	32	—	—	—	—	1,090	159	1,698	—	1,698	—	1,698	5,353	7,051
Yukon	—	40	—	—	—	—	—	—	—	40	—	40	—	40	56	96
N.W.T.	—	87	—	—	—	—	—	—	—	87	—	87	—	87	35	122
Total by Prov.	9,332	3,532	967	580	1,518	408	408	2,047	187	18,570	—	18,570	2,666	21,236	37,090	58,326
Plants not listed by Prov.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Canada Total	—	—	—	—	—	—	—	—	—	412	—	412	—	412	—	412
										18,982	—	18,982	2,666	21,648	37,090	58,738

NOTE: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

*Unspecified fuel type refers to those plants fired with wood refuse, waste heat and black liquor.

TABLEAU 4
 PUISSANCE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES AU CANADA — 1975 (MW)

Province	Puissance des centrales thermiques traditionnelles alimentées en —						Catégo- rie des combus- tibles non pré- cisés*		Total thermique trad.			Nucléaire	Total thermi- que	Hydro- électri- que	Total
	Charbon	Pétrole	Gaz	Charbon/ Pétrole	Charbon/ Gaz	Pétrole/ Gaz	Charbon/ Pétrole/ Gaz	Pétrole/ Gaz	Pétrole/ Gaz	Pétrole/ Gaz	Pétrole/ Gaz				
Terre-Neuve	—	454	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	454	6 206	6 660
Î.-P.-É.	—	118	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	118	—	118
Nouvelle-Écosse	181	443	—	—	—	—	—	—	—	29	—	—	1 068	160	1 228
Nouveau-Brunswick	99	520	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	652	680	1 332
Québec	—	713	—	—	—	—	—	—	—	4	—	266	993	13 831	14 824
Ontario	7 295	411	410	—	870	—	—	—	—	146	5	2 400	11 537	7 008	18 545
Manitoba	50	55	—	—	—	—	—	—	237	4	13	—	491	2 475	2 966
Saskatchewan	130	17	158	—	582	—	—	—	171	193	—	—	1 251	567	1 818
Alberta	1 577	257	367	—	66	—	—	—	—	581	—	—	2 848	718	3 566
Colombie- Britannique	—	416	32	—	—	—	—	—	—	1 090	159	—	1 698	5 353	7 051
Yukon	—	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	40	56	96
T. N.-O.	—	87	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	87	35	122
Total par province ...	9 332	3 532	967	580	1 518	408	2 047	187	18 570	2 666	21 236	2 666	21 236	37 090	58 326
Centrales non énumérées par province	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total, Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	412	—	412	—	412	—	412
	—	—	—	—	—	—	—	—	18 982	—	18 982	—	21 648	37 090	58 834

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre au total des éléments du fait de l'arrondissement des données.

*La catégorie des combustibles non précisés indique les centrales alimentées aux rebuts de bois, chaleur récupérée et liqueur noire.

did other industries in Canada, but generally poor economic conditions accompanied by reduced demand saw some reduction in the installation rate during the period 1935-39. However, the outbreak of war in 1939, and round-the-clock operation of Canada's industries from coast to coast, brought a pressing need for electricity which could not be met by existing capacity. By that time, Canada's generating capacity had grown to about 6,700 MW and the pulp and paper industry was reported to consume more than 40 per cent of all energy generated.

A sharp rise in installation of new facilities between 1940 and 1943 slackened off during the later war years and into the late 1940's. However, postwar industrial and rapidly growing residential and agricultural development imposed extremely heavy demands on power generating facilities. To stay abreast of these demands new generating capacity was installed at a higher rate than at any previous time in Canada. This increased rate, which was strongly pronounced in the 1950's, could not be satisfied from hydro sources alone, hence this period marked the beginning of an extensive program of thermal plant construction in Canada.

On entering the 1950's Canada's electrical capacity increased to about 9,800 MW. Only about 900 MW or 9 per cent of this total was provided by thermal sources, the remainder by hydro-electric plants. As the development of economic water power resources was then becoming complete in many areas, a much accelerated thermal-electric schedule was necessary to meet the continuing demand for electricity. Although hydro development has set the pace in absolute terms, rising from 8,900 MW in 1950 to 30,600 MW in 1971, thermal development grew from the 700 MW level to over 16,000 MW in the same period to provide 34 per cent of all generating capacity.

While the provinces of Saskatchewan and Alberta had developed thermal-electric stations, a rapid acceleration of thermal-electric capacity in the electric power field began in the early 1950's in Ontario, having developed much of its remaining water resources within economic transmission distance. Ontario was planning two major thermal plants for Toronto. By 1951, the first 100 MW thermal-electric unit was operational, representing at that time the largest single generating unit of any kind in Canada. Before the decade was over, however, units of 200 MW and subsequently 300 MW were to follow and dwarf the existing hydro-electric units. Conventional thermal units have continued to increase in size with 500 MW units in operation in 1967 and 574 MW units coming into service in 1974. Large thermal units

ces et projeté l'économie canadienne à son niveau actuel en Amérique du Nord.

La capacité de production énergétique au Canada, en 1930, atteignait 4 700 MW, plus du double de celle de 1920. La crise mondiale du début des années 1930 a moins atteint l'industrie de l'énergie électrique que les autres secteurs industriels au Canada, mais les mauvaises conditions économiques en général et une demande réduite ont entraîné, de 1935 à 1939, une diminution d'installations. Toutefois, l'ouverture des hostilités en 1939 et l'application de la journée de travail de 24 heures dans les industries canadiennes, de l'Atlantique au Pacifique, ont créé un besoin pressant d'électricité supérieur à la puissance installée. La capacité de production d'énergie au Canada atteignait, à cette époque, 6 700 MW, dont plus de 40%, disait-on, étaient absorbés par l'industrie des pâtes et papiers.

Après un accroissement rapide d'installations nouvelles, de 1940 à 1943, un ralentissement s'est produit durant les dernières années de la guerre et les années suivantes de la décennie. Mais, une vaste expansion industrielle d'après-guerre, une croissance rapide de la construction domiciliaire et une modernisation de l'agriculture ont imposé une demande extrêmement lourde aux installations de production. Cette brusque élévation de la demande a exigé l'aménagement de nouvelles centrales à un rythme jamais atteint au Canada. L'accroissement de la demande, très élevé dans la décennie 1950, ne pouvait être obtenu des seules ressources hydro-électriques; ainsi a commencé la réalisation d'un vaste programme de construction de centrales thermiques au Canada.

Au début des années 1950, la capacité de production électrique au Canada totalisait environ 9 800 MW, dont près de 900 MW, soit 9%, étaient de sources thermiques et le complément, de centrales hydro-électriques. L'aménagement économique des ressources hydrauliques, presque entièrement réalisé dans plusieurs régions, posait le problème impérieux d'accélérer la réalisation des projets d'installation de centrales thermiques, face à la progression de la demande. Bien que la puissance hydro-électrique soit passée, en termes absolus, de 8 900 MW en 1950 à 30 600 MW en 1971, la production thermique a progressé durant la même période de 700 MW à plus de 16 000 MW, soit 34% de la capacité totale de production.

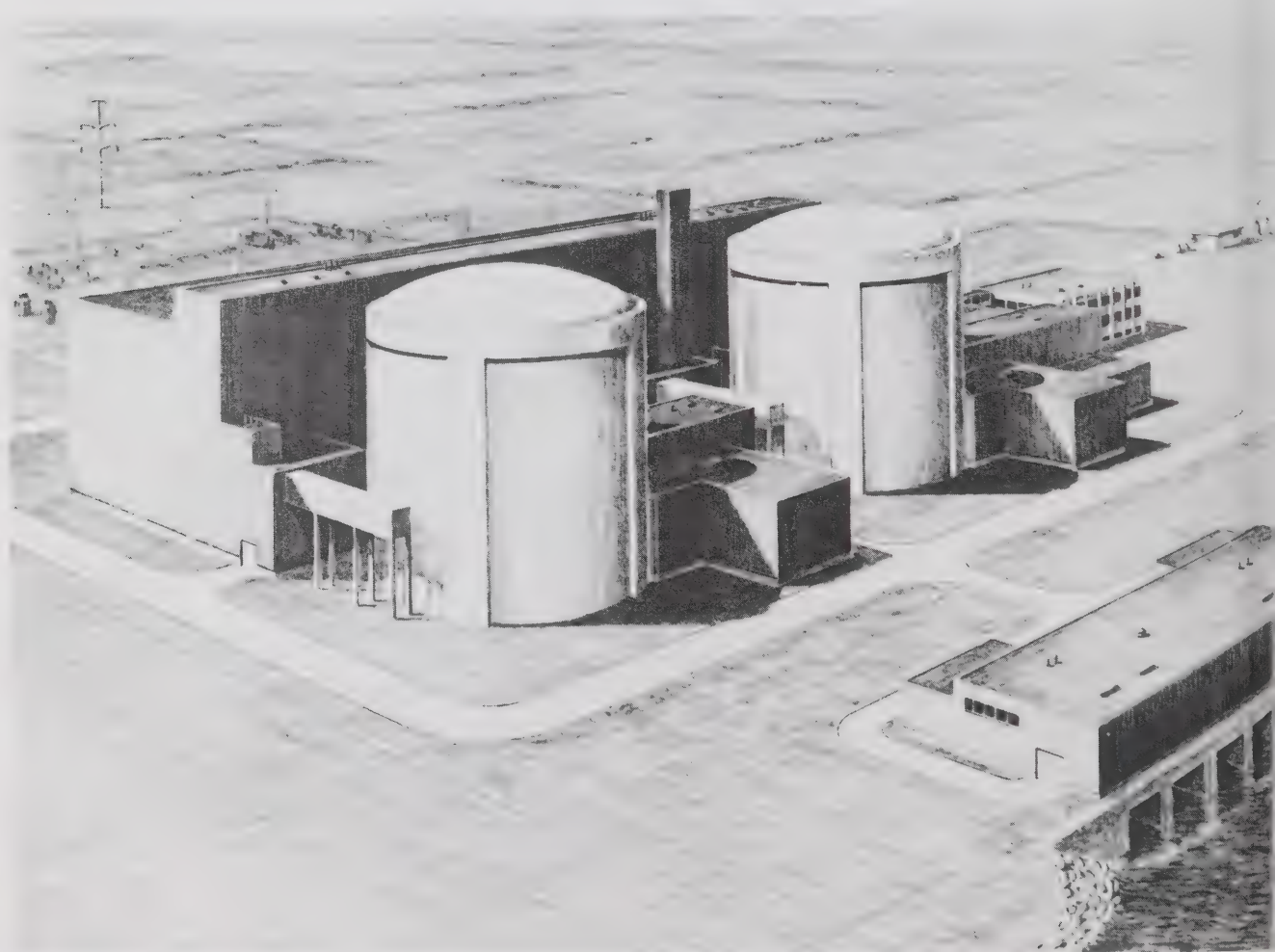
Tandis qu'en Saskatchewan et en Alberta, l'installation des centrales thermiques progressait, l'Ontario, où se trouvaient aménagées la plupart des sources d'énergie hydraulique situées dans un rayon de transport économique, entreprenait, au début des années 1950, l'instal-

continue to be added throughout Canada, as witnessed by the three 315 MW oil-fired units being installed in New Brunswick, a 300 MW coal-fired unit in Saskatchewan and two 375 MW coal-fired units in Alberta.

Because Ontario is dependent upon external sources for fossil fuels, the province made the decision in the early 1950's to develop a nuclear alternative, thus utilizing uranium, a fuel indigenous to Ontario, and meeting environmental standards to a remarkable degree. The first unit, a 20 MW demonstration unit, became operational in 1962, nine years after Ontario Hydro and the Atomic Energy of Canada Limited drew up the original agreement; this was the prototype for the first large commercial unit, the 200 MW Douglas Point unit, which was commissioned in 1966. Even before Douglas Point was on line, the concept of the Pickering station was well advanced and four 540 MW units have since

lation accélérée de centrales thermiques. Pour desservir Toronto, l'Ontario projetait la construction de deux importantes centrales thermiques. En 1951, un premier groupe de 100 MW, type le plus puissant au Canada, était en service. Avant la fin de la décennie étaient néanmoins installés des groupes de 200 MW, puis de 300 MW, auprès desquels les groupes en marche étaient bien modestes. Également, des groupes thermiques classiques de 500 MW étaient mis en service en 1967 et d'autres, de 574 MW, le seront en 1974. Des groupes thermiques importants, bien que de puissance moindre, ont été mis en service partout au Canada, comme au Nouveau-Brunswick, les trois groupes de 315 MW, alimentés au mazout, le groupe à charbon de 300 MW en Saskatchewan et les deux groupes à charbon de 375 MW en Alberta.

Face au problème de l'importation des combustibles



An artist's conception of the 1200-MW nuclear generating station that is being established at Point Lepreau, New Brunswick.

Conception d'un artiste de la future centrale nucléaire de 1 200 MW prévue à Pointe-Lepreau (N.-B.).

been brought on line. Four more nuclear units will be added at Pickering and eight 800 MW units are scheduled for service beginning in 1976 at the Bruce nuclear station. Quebec, too, has been developing a nuclear-electric capability on the shore of the St. Lawrence River at Gentilly. The first unit at Gentilly rated at 250 MW was commissioned in 1972 and a 637 MW unit is under way for 1979 operation.

With consumption of electricity growing in an enlarged mining and refining industry in Canada and with the advent of other power-consuming industries, the prominent place that pulp and paper occupied in the 1930's was partially supplanted by the mineral industries in the late 1940's.

In general, ownership and, therefore, responsibility for control and development of the water resources in Canada have been vested in the government of the province in which they are located; the Territories which are administered by federal statute, are the principal exceptions, but until 1930 the water resources of the three prairie provinces were also administered by the federal government. Over the years, ownership of the resources has enabled the provincial governments to determine the direction which hydro-electric power development in their respective provinces would take; this has applied equally to thermal-electric development.

Public ownership in Ontario had its start in 1903 when manufacturers in many southern Ontario centres became convinced that power generated from hydro-electric sources could be distributed and sold at a much lower cost than the power sold by private companies. In 1903, some forty municipalities supported a resolution requesting the appointment of a permanent commission with the power to construct, purchase, or expropriate works for the generation, transmission and distribution of electric power. As the result of this action, Ontario Hydro was born on June 7, 1906, and since that date, the activities of the Commission have overshadowed all other power producers in the province. It should be noted, however, that this has not prevented the issuing of licences to many mining and pulp and paper companies in Ontario to develop hydro-electric power for their own use.

Quebec took action in 1910 to create the Quebec Rivers Commission to regulate construction and operation of storage dams and to direct the production of power; however, investor-owned utilities led the province into the electrical age. In 1943 Hydro Quebec was established to acquire the facilities of the Montreal Light and Power Company and in 1963 it ac-

quired the fossil, la province de l'Ontario a pris la décision, au début des années 1950, de développer l'énergie nucléaire à partir de l'uranium, combustible extrait dans la province et d'un degré de pollution conforme aux normes de protection de l'environnement. Un groupe expérimental de 20 MW est entré en service en 1962, neuf ans après l'accord original entre l'Hydro-Ontario et L'Énergie atomique du Canada Limitée, et a servi de prototype à la mise en service, en 1966, d'un important groupe de niveau commercial, de 200 MW, à Douglas Point. Avant cette réalisation, le projet de la centrale de Pickering était avancé et, depuis, 4 groupes de 540 MW sont entrés en service. Actuellement, 4 autres groupes nucléaires doivent être installés à Pickering et, en 1976, 8 de 800 MW, à la centrale nucléaire Bruce. Au Québec, une centrale nucléaire est installée à Gentilly, sur la rive du Saint-Laurent. Le premier groupe de Gentilly, de 250 MW, a été mis en service en 1972 et un groupe de 637 MW entrera en service en 1979.

La consommation croissante d'électricité des industries minière et métallurgique au Canada, jointe à celle des nouvelles industries, a dépassé, vers la fin des années 1940, celle de l'industrie des pâtes et papiers, au premier rang dans les années 1930.

En général, la propriété et, par suite, la responsabilité du contrôle et de l'aménagement des ressources hydro-électriques du Canada restaient dévolues au gouvernement de la province de leur situation; les territoires, administrés par le gouvernement fédéral, forment les principales exceptions, mais jusqu'en 1930, les ressources hydrauliques des trois provinces des Prairies étaient également administrées par le gouvernement fédéral. Au cours des ans, la propriété des ressources a permis aux gouvernements provinciaux de planifier la mise en valeur de l'énergie hydro-électrique dans leur province; cette politique s'appliquait également à l'aménagement de centrales thermiques.

La notion de propriété publique des installations électriques de production, de transport et de distribution s'est répandue en 1903, lorsque des industriels de plusieurs localités du Sud de l'Ontario se sont rendu compte que l'énergie des centrales hydro-électriques pourrait être distribuée à un coût moins élevé que celle des sociétés privées. Une quarantaine de municipalités ont appuyé une proposition demandant la constitution d'une commission permanente avec mandat de construire, d'acheter ou d'exproprier les installations de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ainsi est née l'Hydro-Ontario le 7 juin 1906 et, depuis, la Commission a surclassé tous les autres producteurs

quired the remaining investor-owned utilities in the province.

Investor-owned electrical utilities have been foremost throughout the history of Alberta, Prince Edward Island and Newfoundland; in addition, municipal power-producing utilities have long been active in Alberta and Prince Edward Island. The Newfoundland and Labrador Power Commission has played a growing role in the expansion of electrical facilities in Newfoundland. Early in 1974 the Newfoundland government initiated action to purchase Brinco's controlling interest in the Churchill River basin in Labrador, signalling another instance of a province recapturing the rights for major power development from an investor-owned electrical utility.

Following the First World War, New Brunswick, Manitoba and Nova Scotia took the same path as Ontario and established agencies to produce and distribute electric power. In 1918, the New Brunswick Electric Power Commission (NBEP) was created, and in the following year, the Manitoba Power Commission and the Nova Scotia Power Commission were established. The NBEP had always been the principal utility in New Brunswick but both Manitoba and Nova Scotia began by sharing these functions between public and private utilities. Since then, however, the private utilities in Manitoba and Nova Scotia have been integrated into the provincial government systems.

Saskatchewan's electrical industry also has a history of public ownership. The Saskatchewan Power Corporation dates back to the formation of its predecessor, the Saskatchewan Power Commission, in 1929. The initial activities of the Commission were concerned with the purchase of a number of municipally owned fuel-fired generating plants that had been the province's main source of power. Since then the government agency has become the province's principal producer and distributor of electrical power.

Because water power was the principal source of power until the early 1950's, it is natural that at that point in time the largest plants and units were in the hydro-electric field. For example, in 1914, the eight 9 MW units installed in the Les Cèdres hydro-electric station on the St. Lawrence River were an impressive accomplishment. However, by 1930, this was surpassed five-fold with the completion of a Niagara River station, the 414,650 kW Sir Adam Beck No. 1 hydro-electric station, and its ten generators which ranged from 37 to 47 MW. The Beauharnois hydro-electric station on the St. Lawrence River in 1953 was the first to exceed 1,000

d'énergie de la province. A noter, toutefois, que plusieurs sociétés minières et des pâtes et papiers ont obtenu, malgré cela, l'autorisation d'aménager une source de production d'énergie hydro-électrique pour leurs propres besoins.

Le Québec a créé, en 1910, la Commission des cours d'eau du Québec pour réglementer la construction, les opérations aux barrages de retenue et la production d'énergie; toutefois, les initiatives de services privés d'électricité ont fait entrer la province dans l'ère de l'électricité. L'Hydro-Québec, créée en 1943 pour l'achat des installations de la *Montreal Heat, Light and Power Company*, a acquis, en 1963, l'ensemble des services privés d'électricité de la province.

Les services privés d'électricité étaient au premier plan au cours de l'histoire de l'Alberta, de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve; également, des services municipaux de production d'énergie existaient depuis longtemps en Alberta et dans l'Île-du-Prince-Édouard. La *Newfoundland and Labrador Power Commission* a eu un rôle progressif dans l'aménagement d'installations électriques à Terre-Neuve. Le gouvernement de Terre-Neuve a entrepris des démarches, au début de 1974, en vue d'acquiescer les droits de la BRINCO sur le bassin de la rivière Churchill, au Labrador, projet d'un nouvel exemple d'une reprise, par une province, des droits d'une société privée, pour un développement important d'une source d'énergie.

Après la Première Guerre mondiale, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont suivi l'Ontario et créé des organismes de production et de distribution de l'énergie électrique. En 1918, était créée la *New Brunswick Electric Power Commission* (NBEP) et, l'année suivante, la *Manitoba Power Commission* et la *Nova Scotia Power Commission*. La NBEP est resté le principal service au Nouveau-Brunswick, mais au Manitoba et en Nouvelle-Écosse, l'organisation était partagée entre des services publics et privés; depuis toutefois, les provinces ont intégré les services privés.

L'industrie électrique de la Saskatchewan a également un passé de propriété publique. La *Saskatchewan Power Corporation* remonte à la formation de son prédécesseur, la *Saskatchewan Power Commission*, en 1929. Les premiers travaux de la Commission concernaient l'achat à certaines municipalités, de centrales thermiques, principales sources d'énergie de la province. Depuis, cet organisme est le principal producteur et distributeur de l'énergie de la province.



A new unit with a capacity of 150 MW is under construction at Tufts Cove, Dartmouth, Nova Scotia.

Nouvelle unité de 150 MW en construction à Tufts Cove, Dartmouth (N.-E.).

MW in total capacity, but has since been followed by other hydro developments in Ontario, British Columbia and Newfoundland. By 1954, the first hydro-electric units in the 100 MW range were in operation in British Columbia, but individual unit sizes were not to grow too greatly until the mid-1960's when a 161.5 MW unit was brought on line in Alberta. This was exceeded in 1968 with the installation of the first 227 MW unit at the Peace River hydro-electric station in British Columbia, and again in 1971 when the first two 475 MW units at the Churchill Falls development became operational. The latter plant became the largest single source of electric power in Canada, with a total capacity of 5225 MW.

UTILIZATION AND MARKETING

The marketing of electricity reflects the responsibilities of electric utilities to make available supplies of electricity within their service areas. In addition, there is an implied responsibility to provide information to customers on the present and future availability of electricity and on service standards. Until recently, when public concern developed on the need to conserve energy supplies, the marketing function had retained a promotional character. Since electricity supply is invariably handled as a monopoly franchise to supply a specified area, there are no competitive factors between alternative suppliers of electricity. There has been, and is, a degree of competition with suppliers of other energy forms such as oil and gas for certain uses of energy. In recent years, most of the promotional element has disappeared from the marketing activity and there is now some danger that with it has disappeared some of the necessary information which the customer needs in order to make intelligent decisions in his purchase of energy.

A broader responsibility of the marketing function is to interpret market performance as a guide to the assessment of future needs for electricity for developing an awareness for future customer requirements including a knowledge of the level of competition in price and availability of alternative energy supplies.

Another market related task is the provision of customer service to assist the electricity user to obtain the maximum benefit from each kilowatt hour purchased. This factor is being given greater emphasis in a variety of conservation programs being developed by a number of electric utilities. While in the short run improvements in utilization efficiency may reduce the market for electricity sales, there are long run benefits both to the utility industry and to the society it serves.

Du fait que l'énergie hydraulique constituait la source majeure d'énergie jusqu'au début des années 1950, il était normal qu'à cette époque les plus puissants groupes et centrales de production soient à partir de cette source. Ainsi, en 1914, les 8 groupes de 9 MW de la centrale hydro-électrique Les Cèdres, sur le Saint-Laurent, constituaient une réalisation impressionnante. Mais, vers 1930, la centrale hydro-électrique Sir Adam Beck n° 1, sur la rivière Niagara, avait une puissance 5 fois supérieure, avec ses 414 650 kW et 10 génératrices de 37 à 47 MW. La centrale hydro-électrique construite en 1953 à Beauharnois, sur le Saint-Laurent, était le premier groupe à avoir une puissance supérieure à 1 000 MW; depuis, l'Ontario, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve ont aussi aménagé des sources hydrauliques. En 1954, les premiers groupes de 100 MW étaient mis en service en Colombie-Britannique, mais, jusqu'au milieu des années 1960, la puissance des groupes installés a peu été augmentée jusqu'à l'installation, par l'Alberta, d'un groupe de 161,5 MW. Puis, la progression s'est accélérée avec l'installation, en 1968, d'un groupe de 227 MW à la centrale de Peace River (C.-B.) et, en 1971, des deux premiers groupes de 475 MW au complexe de Churchill Falls. La centrale de Churchill Falls est la plus puissante source unique d'énergie électrique au Canada avec une capacité globale de 5 225 MW en 1974.

USAGE ET COMMERCIALISATION

La commercialisation de l'électricité reflète les responsabilités des services publics d'électricité de l'approvisionnement en énergie de leurs régions. Cette mise en marché implique en outre l'obligation d'informer les usagers sur la disponibilité présente et future d'électricité et des normes du service. Jusqu'à l'admission récente par le consommateur de la nécessité d'économiser l'énergie, la commercialisation avait un caractère de promotion. L'approvisionnement d'une région en électricité étant en fait un monopole, la concurrence est exclue entre producteurs d'électricité. Toutefois, une certaine concurrence existe encore avec les fournisseurs de formes d'énergie comme le pétrole et le gaz pour certaines utilisations. Ces récentes années, l'élément concurrentiel a presque disparu de la mise en marché, et l'utilisateur risque de ne plus recevoir certains renseignements dont il a besoin dans sa prise de décision d'achat d'énergie.

Le marketing est l'étude générale du marché à partir de l'évaluation des besoins futurs en électricité et d'une estimation des exigences futures des usagers, incluant une connaissance du degré concurrentiel des autres sources énergétiques quant aux prix et la disponibilité.

COMPARISON OF SECTOR GROWTH RATES (%)

	1975	1974	1973
Residential	9.17	10.03	6.13
Industrial	-11.01	.74	—
Commercial	7.27	9.18	—
Total Growth	-.93	5.20	9.30

Note: Growth rates in the industrial and commercial sectors for 1973 are not available as a result of a change in the reporting method between 1972 and 1973 by Statistics Canada.

PERCENTAGE OF HOMES HEATED ELECTRICALLY 1975

Canada Total	10
Newfoundland	17
Prince Edward Island	—
Nova Scotia	6
New Brunswick	8
Quebec	15
Ontario	10
Manitoba	14
Sask./Alberta	—
British Columbia	11

Industries consume electrical energy for lighting, heating, motive power, electric furnaces and electro-chemical processes.

Although some electro-chemical industries such as aluminum may develop processes requiring less electrical energy, the scope for electrical energy conservation is limited. In an effort to improve wood utilization, the newsprint industry has increased electrical energy consumption.

INDUSTRIAL CONSUMPTION 1973 millions of kWh

Pulp and Paper	28,708
Smelting and Refining	24,150
Chemicals	11,010
Primary Iron & Steel	6,015
Abrasives	1,022
Other Manufacturing	24,779
SUBTOTAL Manufacturing	95,684
SUBTOTAL Mining	15,434
TOTAL Industrial	111,118

COMPARAISON DES TAUX DE CROISSANCE PAR SECTEUR (%)

	1975	1974	1973
Résidentiel	9,17	10,03	6,13
Industriel	-11,01	.74	—
Commercial	7,27	9,18	—
Croissance totale	-.93	5.20	9.30

Nota: Les taux de croissance dans les secteurs industriel et commercial ne sont pas disponibles pour 1973 dû au changement de la méthode de rapport entre 1972 et 1973 par Statistique Canada.

POURCENTAGE DES MAISONS CHAUFFÉES À L'ÉLECTRICITÉ EN 1975

Total, Canada	10
Terre-Neuve	17
Île-du-Prince-Édouard	—
Nouvelle-Écosse	6
Nouveau-Brunswick	8
Québec	15
Ontario	10
Manitoba	14
Saskatchewan—Alberta	—
Colombie-Britannique	11

Les entreprises industrielles consomment de l'électricité pour l'éclairage, le chauffage, la puissance motrice, les fours électriques et les procédés électrochimiques.

Bien que certaines industries électrochimiques comme celle de l'aluminium puissent mettre au point des procédés exigeant moins d'énergie électrique, l'étendue des mesures de conservation dans ce domaine est limitée. En vue d'améliorer l'utilisation du bois, l'industrie du papier-journal a augmenté sa consommation d'électricité:

CONSOMMATION INDUSTRIELLE, 1973 en millions de kWh

Pâtes et papiers	28 708
Fonderie et raffinerie	24 150
Produits chimiques	11 010
Fer et acier bruts	6 015
Abrasifs	1 022
Autres produits	24 779
SOUS-TOTAL — fabrication	95 684
SOUS-TOTAL — exploitation minière	15 434
TOTAL — industrielle	111 118

Interpreting the recent performance of electricity sales and price levels as a guide to future expectations is particularly difficult on the basis of 1975 performance. After a long period of price stability during the 1960's electricity prices have begun to rise quite rapidly. At the same time electrical energy consumption actually dropped by .3% from 1974 to 1975 and this is the only occasion over the period from 1950 to 1975 where negative growth has been experienced in electricity demand. The interpretation of this low growth rate is of considerable significance in planning the future addition of facilities for electricity supply.

One interpretation would be to attribute the negative growth to the combined impact of rising prices and greater awareness of the need for conservation in energy supplies. If this interpretation were accepted, one could anticipate a continuing reduction in demand as an increasing number of customers adopted conservation measures and as further anticipated increases in electricity prices are brought into effect.

An alternative interpretation is to observe that the 1974-1975 period was one of substantial reduction in economic activity leading to reduced demand for electricity. If this interpretation is accepted, one could expect a return to positive growth as the economic situation improves. At this time, the latter explanation appears more reasonable. Close correlation can be shown between economic activity, as measured by gross national product (GNP), and demand for electricity over an extended period of years. In addition, it should be noted that the slightly negative growth of electricity demand in 1975 was associated with a significant reduction in electricity demand for industrial use (over 5,000 kW) a modest growth in loads under 5,000 kW and relatively little change in the growth rate of residential demand. Thus those portions of the load where one would expect to find the greatest sensitivity to the level of economic activity have in fact been responsible for most of the decline in energy demand.

Clearly in estimating future energy requirements it will be important to monitor the performance of all major sectors of the market and their sensitivity to the level of economic activity and the availability and price of other forms of energy.

Residential use of electricity has shown considerable growth in recent years. This results from the acquirement of major electrical appliances and the growing popularity of electricity for space heating in Quebec, Ontario and B.C. as illustrated in the following table.

Une disposition reliée au marché est la prestation de services pour aider l'utilisateur à obtenir le maximum de chaque kilowatt-heure. La valeur de ce facteur ressort dans divers programmes d'économie d'énergie que certains services publics mettent au point. A court terme une amélioration de l'efficacité énergétique peut amener une réduction des ventes d'électricité, mais à long terme elle sera bénéfique tant aux services qu'à la clientèle desservie.

Le fonctionnement récent des ventes et des niveaux de prix de l'électricité est trop complexe pour établir des prévisions sur la base des données de 1975. Après une longue période de stabilité au cours des années 60, les prix de l'électricité ont augmenté rapidement. En même temps, de 1974 à 1975, la consommation baissait de 0,3% mais, à noter, cette baisse était la première depuis 1950. L'explication de ce faible taux de croissance a une extrême importance dans la planification des futures additions d'installations de production d'électricité.

Une interprétation serait l'attribution de cette croissance négative aux effets combinés de l'élévation des prix et de la prise de conscience sociale de la nécessité d'économiser l'énergie. Si tel était le cas, la baisse de la demande serait continue avec la croissance du taux d'application des mesures d'économie par les clients et des hausses prévues des prix.

Une seconde interprétation est de considérer 1974-75 comme une période d'importante réduction de l'activité économique, d'où une baisse de la demande d'électricité. Cette interprétation conduit à supposer à un retour à une croissance positive dès l'amélioration de la conjoncture économique. Cette explication semble la plus raisonnable, car une étroite corrélation peut être démontrée entre l'activité économique, mesurée par le produit national brut (PNB), et la demande d'électricité sur une longue période. À noter également que la croissance légèrement négative de la demande d'électricité en 1975 était reliée à une importante réduction de consommation du secteur industriel (plus de 5 000 kW) à une modeste croissance en charges de 5 000 kW et à un changement relativement peu important du taux de croissance de la demande résidentielle. Ainsi, ces parties de la consommation, où devait se faire sentir l'effet au niveau de l'activité économique, sont en fait les secteurs responsables de la majorité de ce déclin de la demande en énergie.

Dans une estimation des besoins futurs en énergie, il sera important de contrôler la consommation de tous les principaux secteurs du marché, de leurs réactions à



The Bruce Nuclear Power Station on the shore of Lake Huron will have an installed capacity of 3200 MW from four units. Atomic Energy of Canada Ltd. designed the nuclear sections of the plant and Ontario Hydro designed the rest of the plant and is responsible for its construction and operation.

Centrale nucléaire Bruce au lac Huron. Avec 4 unités, la centrale aura une puissance de 3 200 MW. L'Energie atomique du Canada Limitée a conçu le plan des sections nucléaires, et l'Hydro-Ontario a conçu le reste des installations et est chargée de la construction et de l'exploitation.

The future growth in electricity for space heating in the residential market will depend on the competitiveness of energy costs between electricity and other forms and on the conversion efficiency both at the generating station and in the home. A residential furnace using fossil fuels is less efficient than a large central station boiler but in the conversion to electrical energy some 60 per cent of the heat from the boiler is lost at the condenser. Some part of this loss may be made up by the precision in control which is possible through electric heating, but there is a growing possibility that utilization efficiency can be substantially raised through the use of devices such as the heat pump to provide the major economic and technical justification for extending the use of electricity for space heating purposes. Package heat pump systems are now available for residential heating and cooling using air as the heat source or heat sink.

Heat pump systems also operate in commercial buildings. Heat from lights, computers, building equipment and even people, is moved from the core of the building to the periphery through electrically driven heat pump systems. In one case, at temperatures of -14°C or above additional heat is not required for the building. In another example, an all electric building uses a heat pump system to absorb "activity heat" which is stored as water to even out the heating or cooling demands over the daily cycle. This permits the heat pump, in conjunction with the storage facility to reduce the peak demand of an all electric building.

Industrial uses of electrical energy include lighting, space heating and process heating, motor power, electric furnaces and electric chemical processes.

As electrical energy has always been a relatively expensive energy source, it has usually been used with a fairly high degree of efficiency. There are, however, opportunities for additional improvements to achieve energy conservation. Some of the electro-chemical industries, such as aluminum production, may develop processes requiring less electrical energy per unit of output product. On the other hand, in some industries, improved efficiency of labour and of material and capital inputs may lead to increased energy requirements. For example, in an effort to improve wood utilization, some sections of the newsprint industry have increased electrical energy consumption.

For mechanical drive, gasoline or diesel engines are generally somewhat less efficient than large steam electrical plants even when operated on a continuous basis.

niveau d'activité économique, outre la disponibilité et les prix des autres formes d'énergie.

Le coefficient élevé de croissance de la consommation résidentielle ces dernières années résulte de l'emploi massif d'appareillage électrique et de l'utilisation croissante du chauffage à l'électricité au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, comme décrit au tableau suivant.

La croissance de la consommation électrique en chauffage résidentiel dépendra des coûts de l'énergie entre l'électricité et les autres formes et du rendement de la conversion en énergie tant à la centrale qu'au foyer. Un calorifère à combustibles fossiles a un rendement inférieur à celui d'une chaudière de centrale électrique mais, dans la conversion de puissance en électricité, environ 60% de la chaleur de la chaudière se perd au condenseur. Une partie de cette perte peut être évitée par le réglage précis et facile des appareils de chauffage, mais en outre, il y a une quasi certitude d'une meilleure efficacité avec des appareils comme les pompes à chaleur, qui apporteraient une solide justification économique et technique pour une extension de l'utilisation de l'électricité en chauffage résidentiel. Le marché détient des systèmes de pompe à chaleur à thermorégulation pour le chauffage et la climatisation des résidences, où l'air est utilisé comme source de chaleur ou de refroidissement.

Des immeubles commerciaux comportent également des pompes à chaleur. La chaleur source du système d'éclairage, des ordinateurs, de la machinerie et même des gens est dirigée du centre de l'édifice vers la périphérie par systèmes de pompes à chaleur à commande électrique. Dans un édifice, par des températures de -14°C et plus, une élévation de la chaleur n'est pas nécessaire. Dans un autre où tout fonctionne à l'électricité, un système de pompes à chaleur absorbe la «chaleur du milieu» qui est stockée par eau pour étaler les besoins de chaleur ou de refroidissement sur le cycle quotidien. Par ce système et l'installation de stockage, la pompe à chaleur peut automatiquement réduire la demande de pointe dans un immeuble où tout fonctionne à l'électricité.

Dans l'industrie, l'électricité est une source d'éclairage, de chauffage des lieux, de traitement thermique, de force motrice, d'énergie thermique dans les fours électriques et chimique dans l'électrolyse.

Source d'énergie relativement coûteuse, l'électricité a été généralement utilisée avec un maximum de rende-

Many mechanical drive applications, however, involve a duty cycle with periods when the drive is running partly loaded. In these circumstances, electrical drives will be even more energy efficient due to the ease with which they can be started and shut down as well as due to reduced loss when running unloaded.

The same characteristic of flexibility and economy in electrical drives provide an energy advantage for transportation systems using electricity. Rapid transit systems and inter urban railroads can use existing technology with electricity supplied at a collector along the track. A further possibility in electric traction is the storage electric vehicle, including the personal automobile. While such vehicles are already operating on a small scale in largely experimental applications, their larger scale development awaits the design of improved batteries.

Concern for the conservation of both energy and capital resources has placed new emphasis on the resource allocation function of electricity rates. The pricing mechanism is one way to convey information to the customer for the selection of the form of energy which is most appropriate for his needs and guide him in the efficiency with which he employs the selected energy form. Marginal cost pricing has been suggested as the most appropriate way to optimize the allocation of resources. Rigorously applied this might result in discrimination between different customers for whom the actual supply cost is very similar. It might also produce revenues which are substantially in excess of the total requirement of the electric utility industry. Most utilities and the regulatory boards which supervise them employ average cost pricing as a means of balancing revenue requirements with the industry's needs.

For larger load demands in the commercial and industrial markets, utilities identify in the rate structure the two cost elements in providing an electricity supply. One element relates to the capital cost for a system able to meet the maximum peak demands of supplying electricity including the combined rating of the generation facilities and the capability of transmission and distribution systems to handle peak loads. A second major part in the utility costs are those directly related to supplying energy. This includes direct cost of fuel and other operating costs which are a function of total energy production rather than of peak demand. With the two part rate consisting of a demand (or capacity) charge and an energy charge there is a basic incentive for a customer to minimize the peak demand for a given total energy requirement. Depending on the balance of the rate structure between the demand and energy charge, there

ment. Mais une amélioration peut toujours être apportée en économie d'énergie. Certaines industries électrochimiques, par exemple, de l'aluminium, peuvent mettre au point des procédés qui nécessitent moins d'énergie électrique par unité de produit. Par contre, dans certaines industries, un accroissement du rendement de la main-d'œuvre, du matériel et des capitaux peut conduire à une hausse de consommation. Ainsi, dans l'amélioration de l'utilisation du bois, certaines sections de l'industrie de l'impression ont augmenté leur consommation d'électricité.

En énergie mécanique, les moteurs diesel ou à essence sont légèrement moins efficaces que la machinerie de centrales thermiques, même en opération permanente. En général, le cycle mécanique de travail comporte des périodes de charge partielle. Dans ces opérations, l'énergie électrique sera d'un rendement supérieur du fait de la souplesse mécanique de mise en marche et d'arrêt et en raison de la réduction de perte due au temps sans charge.

Les mêmes caractéristiques de flexibilité et d'économie en énergie mécanique donnent un rendement supérieur dans les systèmes de transport électrique. Les réseaux de transport rapides et de chemins de fer interurbains peuvent être électrifiés à partir d'une technologie de contact électrique à un collecteur placé le long de la voie. Une autre possibilité en traction électrique est le véhicule autonome par énergie de batterie, y compris l'automobile. Quelques types de ces véhicules existent déjà, surtout en applications expérimentales, mais leur mise en marché nécessite un perfectionnement des batteries.

L'inquiétude en économie des ressources et en énergie a créé la nécessité d'accroître le rôle de la tarification de l'électricité dans la répartition des ressources. Le mécanisme de fixation des prix est un des moyens d'informer le consommateur sur la forme d'énergie la plus appropriée pour ses besoins et le guider sur le meilleur rendement à obtenir de la forme d'énergie choisie. On a avancé l'hypothèse selon laquelle la technique d'optimiser la répartition des ressources serait la fixation des prix en fonction des coûts marginaux. Appliquée rigoureusement, cette méthode pourrait se traduire par une certaine discrimination à l'endroit de différents clients pour qui le coût réel de l'approvisionnement est très semblable. Elle pourrait également produire des revenus supérieurs au besoin total des services publics de l'électricité. La plupart des services publics et des commissions de réglementation qui les supervisent emploient la méthode de fixation des prix en fonction du coût moyen

may be a conflict between the desire to conserve capital by reducing the peak and the desire to conserve energy. A relatively high demand charge combined with relatively low energy charge to produce a given average revenue will provide a strong incentive to conserve capital with a weak incentive to conserve energy. Conversely, a high energy charge will increase the energy conservation incentive, but may also increase the investment for the capacity. Peak demand pricing may be further refined by relating the demand charges to "time of day" when the total demand on the electric utility is at its peak.

The application of two part rates for industrial and the larger commercial customer poses a minimal problem since the cost for special metering percentage of the total billing; time of day pricing for the residential sector would require proportionately larger investment in metering though in principle the incentives to minimize peak demand should be presented to the residential customer.

Perhaps a more practical solution than "time of day pricing" would be to provide a control system which could be utilized to turn off certain electrical loads, such as water heaters, during system peak periods. This could be extended to specific industrial and commercial processes which could, with minimum cost and inconvenience, be interrupted during the utility system peak. Provision for the intentional interruption of loads by the utility can be and should be accompanied by a commensurate reduction in price, since in effect the quality and value of service is being reduced.

Some industrial and commercial concerns are now using computer control systems to manage peak loads and minimize their electricity costs. It is possible to close down some industrial processes during peak hours. If storage (possibly using hot or cold water) is provided, peak heating and cooling loads can be reduced. This reduction of peak invariably imposes additional customer costs.

In the overall energy supply picture, there is an opportunity for electrical energy to make available some of those resources which are renewable (hydro) or are available in large supply (coal and nuclear fuels). The degree to which these energy forms can and should substitute for more rapidly depleting resources depends on the cost and efficiency with which electricity can be produced and delivered. It has been the traditional role of electric utilities to strive for improvement in the efficiency with which they carry out this phase of their

pour équilibrer les besoins en revenus et l'actif des services.

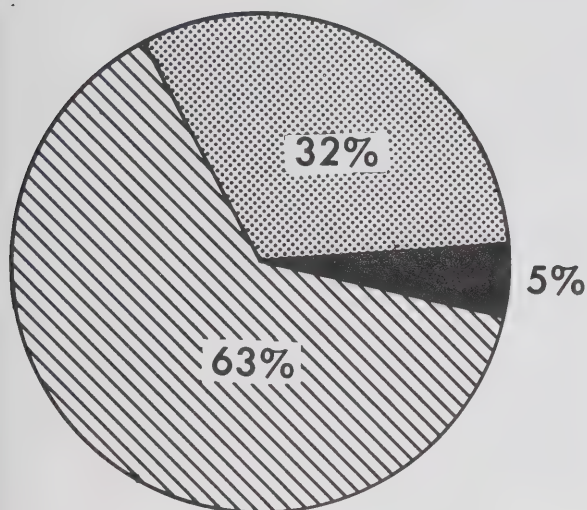
En ce qui concerne les demandes élevées du commerce et de l'industrie, les services publics fixent dans la structure du taux les deux composantes du coût de fourniture d'électricité. L'une est reliée au coût financier d'un système capable de répondre aux demandes maximales de pointe d'approvisionnement, incluant les coûts combinés des centrales de production et de la capacité des réseaux de transport et de distribution pour les charges de pointe. Une seconde part importante des coûts des services publics est celle directement reliée à la fourniture d'énergie. Ces coûts incluent le prix du combustible et autres coûts d'exploitation reliés à la production totale d'énergie plutôt qu'à la demande de pointe. Avec le taux divisé en un prix de la demande (ou de capacité) et un prix de l'énergie, le client a intérêt à minimiser la demande de pointe dans l'ensemble de ses besoins d'énergie. Selon l'équilibre de la structure des taux entre les prix de la demande et la charge d'énergie, il peut y avoir conflit entre le désir d'une économie financière en réduisant la demande de pointe et le désir d'épargner l'énergie. Dans une combinaison du prix relativement élevé de la demande et du prix de l'énergie relativement bas pour former un prix moyen, la tendance penchera vers une économie financière plutôt que vers l'épargne d'énergie. Au contraire, un prix élevé de l'énergie incitera à l'économie et peut-être à une augmentation des investissements dans la puissance de production. La méthode de fixation des prix de la demande de pointe peut être perfectionnée en reliant les prix de la demande à la «période du jour» où la demande totale au service public est au maximum.

L'application des taux en 2 parties aux clients industriels et aux plus nombreux clients du commerce pose un problème minime, avec le coût du pourcentage de comptage spécial de la facturation totale; la fixation des prix en fonction de la période du jour pour le secteur résidentiel exigerait proportionnellement un investissement plus élevé dans le comptage, bien que des stimulants pour abaisser la demande de pointe devraient être présentés aux clients résidentiels.

Une solution plus pratique que celle de la «fixation des prix en fonction de la période du jour» serait peut-être un système de contrôle qui pourrait être utilisé pour interrompre certaines consommations électriques, comme les chauffe-eau, pendant les périodes de pointe. Ce système pourrait être étendu à des procédés industriels et commerciaux spécifiques qui pourraient être interrompus de la façon la moins coûteuse et la moins gê-

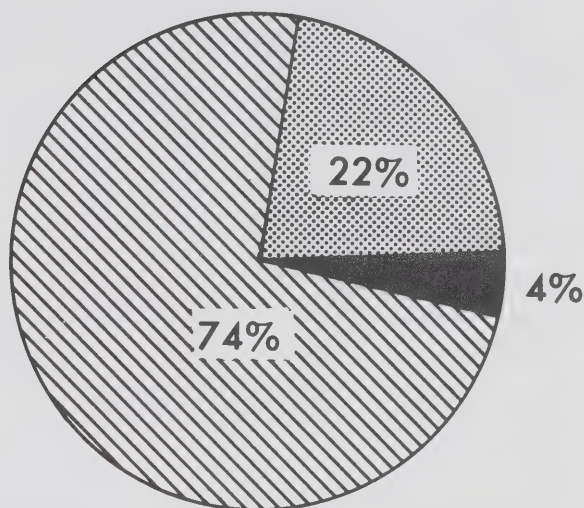
STALLED GENERATING CAPACITY

1975

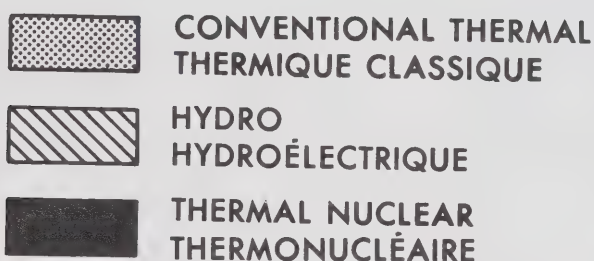


PUISSANCE INSTALLÉE

NET ENERGY GENERATION



PRODUCTION NETTE D'ÉNERGIE



nante possible au cours de la période de pointe du réseau du service public. Les dispositions relatives à l'interruption intentionnelle de charges par le service public pourraient et devraient être accompagnées d'une réduction mesurée du prix, puisque, en fait, la qualité et la valeur du service sont réduites.

Certaines entreprises industrielles et commerciales utilisent maintenant des systèmes de contrôle par ordinateur pour gérer les heures de pointe et minimiser leurs coûts en électricité. Certains procédés industriels peuvent être interrompus durant les heures de pointe. Moyennant le stockage (par eau chaude ou eau froide), les charges de pointe de chauffage et de refroidissement peuvent être réduites. Cette réduction de pointe impose invariablement des coûts supplémentaires aux clients.

Dans un tableau d'ensemble d'approvisionnement en énergie, il existe une possibilité de rendre disponibles certaines des ressources renouvelables (hydro-électricité) ou à vastes réserves potentielles (charbon ou com-

bustibles nucléaires). Le degré de substitution de ces formes d'énergie aux ressources dont l'épuisement est plus rapide dépend du coût et du rendement de production et du transport de l'électricité. Dans leurs travaux, les services publics ont toujours cherché à maximiser l'efficacité avec laquelle ils réalisent cette phase opérationnelle. Cependant, dans un rôle d'importance croissante, la commercialisation apporte aux clients l'information nécessaire pour une utilisation judicieuse et efficace de l'électricité et encourage cette forme d'utilisation par la mise au point et l'application de meilleures techniques. Une partie de cette information peut et devrait être fournie par les stimulants offerts dans un système flexible de fixation du prix qui reflète le plus exactement possible les coûts des diverses composantes des investissements et de l'exploitation dans le total des besoins financiers des services publics.

Dans certains cas, l'établissement de prix marginaux a entraîné des pertes d'exploitation, bien que cette mesure ait été recommandée afin de favoriser une meilleure répartition des ressources. Aujourd'hui, l'établissement de

operation. Of increasing importance, however, is the role of the marketing function to provide, to customers, the information necessary for them to make the wisest and most efficient use of electricity and to encourage such use through the development of more efficient utilization techniques. Part of this information can and should be provided through the incentives provided in a responsive pricing system which reflects as closely as possible the costs of the various capital and operating elements in the utilities' total revenue requirement.

ELECTRICAL ENERGY SOURCES

Energy generated from falling water is a renewable resource based on natural precipitation and ultimately on the power of the sun. The energy may be extracted from river flows (run of the river) or these flows may be stored for periods in headponds or reservoirs and released through hydraulic turbines at times to suit the demand for energy. The available energy depends on the amount of precipitation in the watershed area and this varies from year to year with variation in rainfall. It also depends on the available head that can be developed economically; this in turn is a function of local topography. Most of the hydroelectric sites close to the larger centres of population and load in Canada have already been developed. Significant amounts of undeveloped water power do exist, in British Columbia, Manitoba, Quebec and Labrador, but most will require considerable additional investment for transmission in addition to the relatively high investment in the hydro development itself. Such considerations have by no means precluded the development of these more remote sites. The largest electrical energy projects ever undertaken in Canada, the Churchill Falls development, completed during the year and the James complex, now under way, are but two manifest instances of the continuing importance of falling water as an energy source and energy values in general.

Another renewable source of energy currently receiving much attention involves the possibility of harnessing the ocean's tides. Although it might appear that such a scheme would provide a panacea for all the problems of future electrical energy development, there are, nonetheless, certain fundamental disadvantages. A major problem inherent in this type of development is the matching of the timing of tidal movements to the timing of the demand for electrical power. In this connection, several solutions have been proposed, including com-

prix moyens reçoit un accueil de plus en plus favorable parce que tous les clients doivent payer le même tarif pour une même catégorie et une même qualité de service.

De nombreux services publics ont adopté la pratique des «tarifs en deux parties», qui visent à encourager une industrie donnée à réduire le plus possible sa consommation de pointe, bien que l'objectif premier soit de minimiser la charge maximale du réseau. Avec ces tarifs consistant en frais imputés à la puissance productible d'une part, et à l'énergie consommée d'autre part, il y a incompatibilité entre le désir d'économiser les capitaux en diminuant la charge (et par le fait même la puissance requise pour satisfaire la charge de pointe) et celui de conserver l'énergie. Les frais relativement élevés de la puissance alliés aux frais relativement bas de l'énergie afin d'obtenir un coût moyen donné sauront encourager fortement l'économie des capitaux tout en diminuant l'intérêt pour la conservation de l'énergie. Il est possible de renforcer la motivation relative à la conservation de l'énergie en augmentant les frais de l'énergie consommée, mais, si l'on vise l'établissement d'un prix moyen, il deviendra nécessaire de réduire les frais imputés à la puissance productible. Ces frais augmenteraient normalement en même temps que la consommation de pointe pour une période donnée. En ce qui concerne les réseaux qui s'alimentent en pétrole et en gaz pour satisfaire les charges de pointe, la réduction de cette charge diminuerait par le fait même la demande de pétrole et de gaz.

L'application des tarifs en deux parties pour les clients en gros n'entraîne qu'une infime demande de compteurs spéciaux, mais l'établissement des prix selon l'heure du jour exigera un gros investissement pour l'installation de compteurs dans les quartiers résidentiels.

Plus pratique peut-être que «l'établissement des prix selon l'heure du jour», un système de courant porteur peut être utilisé pour interrompre le courant des chauffe-eau résidentiels pendant les périodes de charge de pointe du réseau. Des procédés industriels ou commerciaux de terminés peuvent également être interrompus par le service d'électricité concerné pour réduire la charge de pointe du réseau. Dans les cas d'interruption intentionnelle du courant, des dispositions peuvent prévoir une réduction proportionnelle du prix.

Les entreprises industrielles et commerciales utilisent maintenant des ensembles informatiques de contrôle pour gérer les charges de pointe. Il est possible d'interrompre certains procédés industriels aux heures de pointe. Si l'emmagasiner (possiblement dans l'é-

plementary pumped storage developments or underground compressed air storage in conjunction with gas turbine generation. Canada possesses in the Bay of Fundy one of the world's largest tidal variations. However, a study completed in 1969 found that although the development of tidal power sites in the Bay of Fundy was technically feasible, under conditions prevailing at that time, even the most favourable scheme would not be economically competitive with other sources of energy. Currently, the economic and technical feasibility are being re-examined in the light of recent large increases in world oil prices.

Electrical energy is also generated from fuel-fired steam plants utilizing the combustion of fossil fuels (coal, oil, gas) or from heat generated by controlled nuclear fission of uranium (or other fissile materials). Such plants are not tied as closely to geographical locations as hydroelectric generation but they do require a convenient source of fuel at reasonable cost and adequate supplies of cooling water for steam condensers. Fossil-fueled plants, in addition to discharging heat to cooling water, also discharge combustion products to the atmosphere and both factors may place significant restrictions on the choice of sites. Transportation costs, significant for fossil fuels but not for nuclear fuels, may also influence the choice of fuel amongst alternatives. All thermal plants, including nuclear plants, utilize fuel resources which, once used, cannot be replaced, although, in terms of current consumption, reserves of some of the fuels (notably coal and uranium) are very large. Considerable effort is currently under way on effective methods of turning these large reserves into electric power with minimal disturbance to the ecological balance.

As the demand for electrical energy continues to grow, scientists and engineers the world over are faced with the challenging task of discovering and developing alternative sources of energy to augment available water power potential which is rapidly being used up and to complement conventional fuel reserves which, although still abundant, are not always conveniently located with respect to demand centres. Among these sources are various forms of nuclear generation, a technology called magnetohydrodynamics (MHD), wind driven generation, geothermal generation, and solar power.

Furthest along is the development of nuclear generation, in terms of nuclear fission. The basic processes in fission reactors, both breeder and non-breeder, can best be understood by considering the characteristics of the available nuclear elements found in nature—uranium and thorium. These comprise two types of nuclear ma-

chaude ou froide) est prévu, on peut réduire les charges requises pour le chauffage ou le refroidissement.

SOURCES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

L'énergie hydraulique des chutes d'eau est une ressource renouvelable fondée sur diverses formes de précipitations naturelles et sur l'énergie solaire. Elle peut être obtenue de la puissance du courant des rivières ou ces eaux peuvent être retenues dans des bassins ou réservoirs et libérées vers des turbines hydrauliques lorsqu'on a besoin d'énergie. L'énergie disponible dépend du volume, variable chaque année, des précipitations dans la région du bassin versant. Le potentiel d'énergie dépend aussi de la hauteur de la chute dont l'aménagement peut être économique suivant la configuration topographique des lieux. La plupart des sources d'énergie hydraulique proches des grands centres de consommation au Canada sont aménagées. Toutefois, d'importantes sources d'énergie hydraulique restent aménageables en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et au Labrador, mais la mise en valeur de la plupart exigera d'importants investissements dans des réseaux de transport de courant, outre les coûts élevés d'installation des centrales. Ces problèmes n'ont toutefois pas arrêté la mise en valeur de sources éloignées. Les plus vastes aménagements hydro-électriques jamais entrepris au Canada, le complexe de Churchill Falls, achevé au cours de l'année, et celui de la baie James, constituent deux exemples évidents de l'importance donnée aux chutes d'eau comme source d'énergie.

L'utilisation de la force motrice des marées océaniques, autre source d'énergie renouvelable, soulève actuellement beaucoup d'intérêt. Ce type d'aménagement semble constituer à priori une panacée à la solution des futurs problèmes de production d'électricité, mais il comporte certains désavantages fondamentaux, dont le principal est le décalage de temps entre le mouvement de marée et les heures de demande d'électricité. Ce problème a fait l'objet de diverses expériences, dont l'installation d'une station de pompage d'eau dans un réservoir ou la construction d'un réservoir souterrain de stockage d'air comprimé, relié à une turbine à gaz. À la baie de Fundy, les marées ont les amplitudes les plus élevées au monde. Une étude en 1969 a indiqué que l'aménagement d'une centrale marémotrice à la baie de Fundy était techniquement réalisable, mais que la meilleure réalisation, dans les conditions d'alors, n'aurait pu concurrencer économiquement les autres sources d'énergie.

L'étude du projet est reprise sur le plan économique et technique à la lumière des nouvelles hausses considéra-

terial: fissile material, represented by the isotope Uranium 235 which can be broken up on bombardment by a free neutron, with resulting release of energy (other free neutrons are emitted which provide the possibility of a sustained chain reaction); and fertile material, a different class of element than fissile material, but one which can be subjected to neutron bombardment and thus be converted into fissile material. For example, the fertile materials Thorium 232 and Uranium 238 can be converted to fissile Uranium 233 and Plutonium 239 respectively. The significance of this conversion (or breeding process) lies in the relative abundance of the fertile materials in nature. Only 0.7 per cent of natural uranium is in the Uranium 235 form, the balance being Uranium 238. Thorium resources appear to be about equal to uranium resources. It has been estimated that the potential of nuclear fuels may be increased forty-fold as a result of fertile materials being converted in breeders. (A breeder reactor is one which produces more fissile material from fertile material than it consumes in fissile fuel.)

Britain, France, the Soviet Union and the United States are undertaking extensive research on fast-breeder systems. While many technical problems are involved in the development of breeders, it is anticipated that a number of small- and medium-scale demonstration plants may be operational within this decade in the above countries.

Work is also proceeding on still another source of nuclear generation—fusion power. The fusion process is somewhat the reverse of fission. Light atoms, such as hydrogen, are combined or “fused” with other light atoms. The result of both processes is the same; tremendous quantities of energy are released. The abundant availability of fuel supply makes the fusion reactor an attractive prospect. Work, however, is still in the pure research stage and it is not expected that fusion will become a viable source of power for at least twenty to forty years. In Canada, in late 1973, the Ministry of State for Science and Technology commissioned a pilot study to enquire into the problems of controlled nuclear fusion and to recommend the extent of future Canadian involvement in such research. A recommendation for fusion research has been presented to the federal government by a study group reporting to the National Research Council and the Atomic Energy Control Board.

bles des prix mondiaux du pétrole et des valeurs énergétiques en général.

L'énergie électrique peut également être produite dans des centrales thermiques à combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) ou des centrales nucléaires, source de chaleur dégagée par la fission contrôlée de l'uranium (ou autres substances fissiles). Les centrales thermiques ne dépendent pas aussi étroitement d'un lieu géographique que les centrales hydrauliques, mais leur fonctionnement exige une source adéquate de combustibles à un prix raisonnable, et d'importants volumes d'eau indispensables au circuit de refroidissement des condenseurs. Outre la décharge d'eaux chaudes, les centrales à combustibles fossiles rejettent des éléments nocifs dans l'environnement, ce qui limite le choix des lieux d'installation. Le coût du transport, élevé pour les combustibles fossiles et réduit pour les nucléaires, joue également un rôle déterminant dans le choix du combustible. Les centrales thermiques, y compris les nucléaires, fonctionnent à partir de combustibles non renouvelables; toutefois, en termes de consommation courante, le potentiel des réserves de certains combustibles (notamment le charbon et l'uranium) est élevé. La recherche centre ses études sur la mise au point de méthodes efficaces de conversion de ces vastes réserves d'énergie électrique tout en conservant l'équilibre écologique.

Devant la progression de la demande d'énergie électrique, les scientifiques et les ingénieurs du monde entier ont l'immense tâche de découvrir et d'aménager d'autres sources d'énergie afin de parfaire le potentiel d'énergie hydraulique disponible, rapidement absorbé, et d'ajouter un appoint aux réserves de combustible classiques encore abondantes mais parfois mal situées par rapport aux centres de consommation. Ces sources comprennent l'énergie nucléaire, une technique appelée magnétohydrodynamique (M.H.D.), l'énergie éolienne, l'énergie géothermique et l'énergie solaire.

Les travaux sur l'énergie nucléaire ont progressé en termes de fission nucléaire. On peut mieux comprendre les principes de fonctionnement des réacteurs à fission, générateurs ou non, si l'on connaît les propriétés des éléments radioactifs en dépôt dans la nature, l'uranium et le thorium. Ces éléments comprennent deux matières nucléaires: 1) les fissiles, représentées par l'uranium isotope 235, dont le noyau peut éclater par bombardement d'un neutron libre et libérer une intense énergie (d'autres neutrons sont libérés et peuvent provoquer par bombardement une réaction en chaîne); et 2) les fertiles, éléments autres que ceux de la matière fissile.

Canada's emphasis on reactor designs using "thermal" or slow neutrons and natural uranium shows promise of further development which can assist in avoiding an energy shortage towards the end of the century. The CANDU design features neutron economy allowing the use of natural uranium, which, since expensive enrichment facilities are not required, results in correspondingly low fuel costs. This in turn makes the CANDU system much less sensitive to the increasing price of uranium and would thus expand the available fuel supply by permitting the extraction of uranium from much lower grade ore than is at present employed; the extraction of uranium from sea water is also a possibility. Other variants under study would employ thorium as part of the fuel charge.

The key feature of the CANDU system is the use of deuterium oxide (D_2O —or heavy water) as a moderator, which allows the high neutron efficiency. Heavy water is produced from a process of extraction of the small fraction which occurs naturally in normal water supplies. The Canadian system might thus be viewed as the choice of enriching the moderator water supply instead of enriching the uranium fuel.

There are thus at least three avenues being explored to expand nuclear energy resources. The advanced converter reactors, such as CANDU and the high temperature reactors, would permit the economical utilization of lower grade ores; the breeder reactors would maximize the energy extracted per pound of uranium; the fission reactors would make available as fuel the lighter elements not currently employed. Successful development of any one of these options would ensure a substantial extension of the currently available energy resource base. In fact, it is likely that more than one option will be successfully implemented and there is thus substantial assurance that adequate energy sources for electricity production will continue to be available for the foreseeable future.

Another energy technology which may be developed to meet the energy challenge of the future is magnetohydrodynamics (MHD). Limited investigations in this field are being carried out in Canada but major work is being done in the Soviet Union and the United States. The prime attraction of MHD over more conventional

mais dont certains peuvent être transmutés en matière fissile par bombardement de neutrons. Par exemple, les fertiles, le thorium 232 et l'uranium 238, peuvent être transmutés en matières fissiles, l'uranium 233 et le plutonium 239. L'importance de cette conversion (ou processus de régénération) réside dans la relative abondance des matières fertiles dans la nature. L'uranium naturel ne contient que 0,7% d'uranium 235 comparativement à 99,3% d'uranium 238. Les ressources en thorium semblent équivalentes à celles de l'uranium. Une estimation indique que la conversion des matières fertiles par surrégénérateurs multiplierait par 40 les ressources potentielles en combustible nucléaire. (Un réacteur surrégénérateur est une source de production à partir d'une matière fertile d'une quantité de matière fissile supérieure à sa consommation.)

L'Angleterre, la France, l'Union soviétique et les États-Unis poursuivent présentement des études approfondies de réacteurs surrégénérateurs rapides. Malgré de multiples problèmes techniques dans la mise au point de surrégénérateurs, un certain nombre de petites et de moyennes centrales expérimentales pourraient entrer en service dans les pays susmentionnés au cours de la présente décennie.

La recherche porte sur une autre source nucléaire de production électrique, l'énergie de fusion. La fusion est en quelque sorte l'inverse de la fission. Des atomes légers, par exemple, d'hydrogène, s'unissent ou «fusionnent» avec d'autres atomes légers. Dans les deux processus, les phénomènes dégagent d'énormes quantités d'énergie. L'abondance des réserves en combustible donne au réacteur à fusion un avenir prometteur. Toutefois, les travaux n'en sont qu'à l'étape de la recherche pure et la fusion ne pourra être une source rentable d'énergie électrique avant 20 ou 40 ans. Vers la fin de 1973, le ministre d'État chargé des Sciences et de la Technologie a décidé d'entreprendre une étude-pilote afin de préciser les problèmes du contrôle de la fusion nucléaire, et de faire des recommandations sur la participation future du Canada à de telles recherches. Un groupe de travail, sous l'autorité du Conseil national de recherches et de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, a recommandé au gouvernement fédéral que soient entreprises des études sur la fusion.

Les recherches au Canada, axées sur une conception de réacteurs utilisant des neutrons lents ou «thermiques» et de l'uranium naturel, offrent la perspective d'un immense progrès qui permettrait d'éviter une pénurie d'énergie vers la fin du siècle. Le réacteur canadien à uranium naturel CANDU permet une économie de neu-

fuel conversion technologies (fossil or nuclear) is the prospect of relatively high efficiency of operation. Theoretically, efficiency could be in the order of 60 per cent, compared to about 40 per cent for the present fossil-fueled plants and slightly over 30 per cent for nuclear fission plants. The high order of efficiency results from the removal of the temperature limitations of the conventional processes where thermal energy must be turned into mechanical energy to produce electricity. MHD technology permits direct transformation from thermal to electrical energy (direct current) by means of passing a hot gas, seeded with conductive particles, through a magnetic field. MHD has the advantage of being employable in conjunction with existing fossil-fueled plant technology, but because its output is in the form of direct current a conversion stage will likely be necessary.

Direct conversion from a primary energy source to electricity is not limited to MHD technology. Thermionic emission, thermo-electric generation and fuel cells also represent direct conversion processes. None of these, unfortunately, have to date proved adaptable to large-scale generation but the fuel cell may well be adaptable to providing electrical energy supplies to isolated areas.

Recently, there has been some revival of interest in the development of wind-driven generators. Such generation would appear to be a promising source of power for relatively small-scale application in remote locations in Canada or, perhaps, in developing countries especially if applied in conjunction with more conventional sources of generation thereby minimizing the storage problem.

Canada also offers some natural prospects for the development of geothermal generation in British Columbia and the Yukon. While it is not expected that these resources will make a large contribution to Canadian electrical energy requirements, potential resources might be augmented when technology is developed to gain access to more deeply located steam beds thereby minimizing the storage problem.

The ultimate source of energy to which man may inevitably be forced to turn is solar power. It has been estimated that the sun could provide more than five hundred times the world's total energy requirements fore-

trons et dispense d'installations coûteuses d'enrichissement, ce qui réduit d'autant le coût du combustible. Cet avantage du système CANDU rend le coût d'énergie moins sensible à la montée du prix de l'uranium et augmenterait le potentiel des réserves disponibles, en permettant l'extraction d'uranium à partir de minerais à plus faible teneur que ceux présentement employés, et peut-être même l'extraction d'uranium de l'eau de mer. D'autres sources à l'étude comprennent l'emploi du thorium comme partie de la charge de combustible.

L'élément clef du système CANDU est l'emploi de l'oxyde de deutérium (D_2O ou eau lourde) comme modérateur, ce qui permet une grande efficacité des neutrons. L'eau lourde est obtenue par un procédé d'extraction d'une petite fraction d'eau analogue à l'eau ordinaire. Le système canadien peut être considéré comme le choix de l'enrichissement de l'eau d'approvisionnement du ralentisseur plutôt que de l'enrichissement de l'uranium source de combustible.

La recherche a au moins trois options à l'étude en vue de l'expansion des ressources énergétiques nucléaires. Les réacteurs à conversion avancés du type CANDU et les réacteurs thermiques à haute température permettraient l'utilisation économique des minerais à faible teneur; les réacteurs surrégénérateurs devraient maximiser l'énergie libérée par livre d'uranium et les réacteurs de fusion devraient permettre d'utiliser comme combustible les éléments légers non employés. La réalisation d'une de ces options devrait donc assurer une prolongation substantielle des ressources énergétiques actuellement disponibles. En fait, il est vraisemblable que plus d'une option sera réalisée; il demeure donc assez certain que les réserves d'énergie seront suffisantes pour la production de l'électricité dans un avenir prévisible.

Une autre technique de production d'énergie, la magnétohydrodynamique (M.H.D.), pourrait être mise au point afin de faire face aux problèmes futurs d'énergie. Au Canada, il se fait des recherches limitées dans ce domaine, mais des recherches importantes se font en Union soviétique et aux États-Unis. La perspective d'une capacité de rendement relativement plus élevée est l'attrait principal de la technique M.H.D. par rapport aux procédés classiques de conversion des combustibles (fossiles ou nucléaires). Théoriquement, la capacité de rendement de la M.H.D. pourrait être de l'ordre de 60% contre environ 40% pour les centrales thermiques classiques actuelles et à un peu plus de 30% pour les centrales de fission nucléaire. Cette haute efficacité résulte de l'absence des limites de température inhérentes aux procédés classiques, où l'énergie thermique doit être

ast for the year 2000. Although still in the embryonic stages, a number of credible methods of harnessing this potential have been suggested. One of the more imaginative schemes would utilize large solar panels, similar to smaller ones now used on spacecraft, placed in orbit around the earth; such panels would produce electrical energy which would be transmitted to collectors on earth via microwave technology.

Because of long hours of sunshine in Australia, much current research into solar energy is being carried out there, in parallel with efforts aimed at the production of synthetic fuels from solar energy. Small-scale solar generation, which unfortunately, at present, involves extremely high capital costs, is a reality today, mainly in the space program, but it will likely be well into the 21st century before significant solar generation is available.

In parallel with efforts to develop new electrical energy sources, considerable effort is being expended on the development of suitable storage media for such energy. Storage is required wherever there is a mismatch between the availability of and the demand for the energy (e.g., tidal, wind or solar sources) and could extend the efficient utilization of base load type generating plants.

While Canadians must continually examine and review developments of previously untried sources of energy to meet their longer-term needs, Canada is in the fortunate position that most, if not all, of its energy needs can be economically met with presently available resources and relatively modest adaptation of existing technology.

INDUSTRY STRUCTURE, INVESTMENT AND FINANCING

The trend in Canada is towards greater public ownership of electric utilities. Over the years provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, mainly on the basis that electric power is such an important element in the industrial development of the province that the utility should be under provincial control. The latest provincial acquisition was in 1974 when Newfoundland purchased control of the investor-owned company which owned the hydroelectric generating plant at Churchill Falls, Labrador.

transformée en énergie mécanique pour produire de l'électricité. La M.H.D. permet la transformation directe de l'énergie thermique en énergie électrique par le passage d'un gaz chaud à teneur de particules conductrices dans un champ magnétique. La M.H.D. a l'avantage de pouvoir être utilisée en combinaison avec le système des centrales à combustibles fossiles, mais comme elle fournit de la puissance sous forme de courant direct, la conversion sera vraisemblablement nécessaire.

La conversion directe de l'énergie d'une source primaire en électricité n'est pas limitée à la méthode M.H.D. L'émission thermo-ionique, l'effet thermo-électrique et les cellules à combustible constituent également des techniques de conversion directe, mais, à ce jour, aucune d'elles n'a pu être adaptée à une production à grande échelle. La cellule à combustible pourrait cependant l'être pour un approvisionnement d'électricité de régions isolées.

Récemment, on a manifesté un regain d'intérêt pour la mise au point de générateurs à puissance éolienne. Ce potentiel apparaît comme une source d'énergie prometteuse pour la production des besoins locaux relativement modestes, dans des localités isolées au Canada et peut-être dans des pays en voie de développement, particulièrement lorsqu'on l'utilise de concert avec des sources plus classiques de production d'électricité, atténuant ainsi le problème d'emmagasiner d'énergie.

Le Canada a aussi quelques sources propres à la production géothermale en Colombie-Britannique et au Yukon. Ces sources n'apporteront certainement pas une grande contribution aux besoins canadiens d'énergie électrique, mais il pourrait y avoir une augmentation des ressources possibles lorsque les progrès techniques rendront possible l'accès aux poches de vapeur profondes.

L'ultime source d'énergie, vers laquelle l'homme sera peut-être forcé de se tourner, est l'énergie solaire. Il a été estimé que le soleil pourrait fournir une énergie 500 fois supérieure aux besoins mondiaux prévus pour l'an 2000. Bien qu'à l'état embryonnaire, il existe un certain nombre de méthodes possibles d'exploitation de ce potentiel. L'une des plus ingénieuses comporterait l'emploi d'immenses panneaux d'accumulation solaire, similaires aux petits panneaux des engins spatiaux placés en orbite; ces panneaux fourniraient ensuite de l'énergie électrique qui serait transmise sous forme de micro-ondes vers des collecteurs installés sur terre.

TABLEAU 5

PUISSANCE DE PRODUCTION INSTALLÉE DES SERVICES ET DES ENTREPRISES INDUSTRIELLES — 1974
(MW)

Province/Territoire	SERVICES						ENTREPRISES INDUSTRIELLES			
	Total	Publics		Total	Privés		Total	Hydro-		Total
		électrique	Thermique		électrique	Thermique		électrique	Thermique	
Terre-Neuve	6 662	460	370	830	5 682	66	5 748	64	20	8
Île-du-Prince-Édouard	118	—	7	7	—	111	111	—	—	—
Nouvelle-Écosse	1 203	155	958	1 113	—	—	—	5	86	9
Nouveau-Brunswick	1 333	635	542	1 177	31	1	32	14	110	12
Québec	14 814	10 496	926	11 422	681	—	681	2 622	88	2 710
Ontario	18 361	6 423	10 780	17 203	332	8	340	253	564	81
Manitoba	2 973	2 475	491	2 966	—	—	—	—	7	—
Saskatchewan	1 774	448	1 176	1 623	107	—	107	12	32	4
Alberta	3 436	—	882	882	718	1 693	2 411	—	143	14
Colombie-Britannique	6 625	3 627	1 117	4 744	49	—	49	1 428	404	1 832
Yukon	66	24	25	50	2	7	9	—	8	—
Territoires du Nord-Ouest	114	32	65	97	—	8	8	3	6	—
Canada	57 480	24 775	17 339	42 114	7 601	1 894	9 495	4 403	1 467	5 870

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre au total des éléments du fait de l'arrondissement des données.

Du fait d'un long ensoleillement, de nombreuses recherches sur l'énergie solaire sont entreprises en Australie, parallèlement à des études axées sur la production de combustibles synthétiques par l'énergie solaire. La production d'énergie électrique à une petite échelle, à partir de l'énergie solaire, est une réalité, surtout dans le domaine spatial, mais elle exige des investissements extrêmement élevés; il semble que le XXI^e siècle sera avancé avant qu'une production valable de source solaire soit disponible.

Parallèlement aux recherches de nouvelles sources d'énergie électrique, de nombreuses études sont entreprises sur des systèmes d'accumulation de cette énergie. L'emmagasinage d'énergie est absolument nécessaire lorsque la disponibilité et la demande ne coïncident pas (énergie de marée, éolienne et solaire); ces sources d'énergie complèteraient la production des centrales à puissance fixe.

Dans la recherche permanente de nouvelles sources d'énergie aménageables, face aux besoins à long terme de la population, le Canada est favorisé, car la majorité, sinon la totalité, des besoins en énergie du pays peuvent être économiquement assurés avec les ressources potentielles et une légère modernisation des techniques.

STRUCTURE, INVESTISSEMENTS ET FINANCEMENT DE L'INDUSTRIE

Au Canada, on tend de plus en plus à nationaliser les services d'électricité. Au cours des ans, les gouvernements provinciaux ont étatisé les services d'électricité surtout parce qu'ils considéraient que l'énergie électrique est un élément si important du développement industriel de la province qu'il valait mieux que ce service soit sous leur autorité. La dernière étatisation provinciale remonte à 1975, lorsque Terre-Neuve a acquis la majorité des actions de l'entreprise à capitaux privés qui était propriétaire de la centrale hydro-électrique Churchill Falls, au Labrador.

A Terre-Neuve, une société provinciale fournit la majeure partie des installations de production et de transport d'électricité, bien que 90% de la puissance soit distribuée par une compagnie à capitaux privés. Dans toutes les provinces sauf l'Ontario et Terre-Neuve, les plus importants services producteurs d'électricité chargent également du transport et de la distribution. En Ontario, la plupart de la distribution se fait par les services municipaux. Les services à capitaux privés fournissent la plus grande partie de l'électricité en Alberta et dans l'Île-du-Prince-Édouard. En Alberta, il existe deux grands services à capitaux privés et des services municipaux. Toutefois, un organisme officiel central de planification est responsable de la coordination des installations de production et de transmission pour les provinces.

TABLEAU 5
 INSTALLED GENERATING CAPACITY OF UTILITIES AND INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS — 1974
 (MW)

Province/Territory	UTILITIES						INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS			
	Total	Public		Private			Total	Hydro	Thermal	Total
		Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal				
Newfoundland	6,662	460	370	830	5,682	66	5,748	64	20	84
Prince Edward Island	118	—	7	7	—	111	111	—	—	—
Nova Scotia	1,203	155	958	1,113	—	—	—	5	86	91
New Brunswick	1,333	635	542	1,177	31	1	32	14	110	124
Quebec	14,814	10,496	926	11,422	681	—	681	2,622	88	2,711
Ontario	18,361	6,423	10,780	17,203	332	8	340	253	564	818
Manitoba	2,973	2,475	491	2,966	—	—	—	—	7	7
Saskatchewan	1,774	448	1,176	1,623	107	—	107	12	32	44
Alberta	3,436	—	882	882	718	1,693	2,411	—	143	143
British Columbia	6,625	3,627	1,117	4,744	49	—	49	1,428	404	1,832
Yukon	66	24	25	50	2	7	9	—	8	8
Northwest Territories	114	32	65	97	—	8	8	3	6	9
Canada	57,480	24,775	17,339	42,114	7,601	1,894	9,495	4,403	1,467	5,870

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

Newfoundland, a provincially owned corporation provides the majority of generation and transmission facilities but over 90 per cent of the power is distributed to an investor owned company. In all provinces except Ontario and Newfoundland, the major utilities which generate electricity also transmit and distribute it. In Ontario, most distribution is handled by the 353 municipally owned utilities. Investor-owned utilities provide most of the electricity in Alberta and P.E.I. In Alberta, there are two investor owned power utilities and several municipal utilities. However, a central planning body is responsible for coordinating generation and transmission facilities for the province.

Structure

Electrical energy in Canada is derived from private and public utilities, and from industrial establishments. Most of the latter group generate energy for their own use only, but some sell energy to others, either to municipal distribution systems or to utilities.

In general, industrial establishments use more energy than they generate. For example, in 1973 industrial establishments sold to utilities 19 per cent of the energy which they generated. The remainder (81 per cent) ac-

Structure

Au Canada, l'énergie électrique provient des services privés et publics ainsi que des installations industrielles. La plupart des installations de ce dernier groupe produisent de l'énergie pour leur propre usage, bien que certaines d'entre elles vendent de l'énergie, soit à des réseaux municipaux de distribution, soit à des services d'électricité.

Généralement, les établissements industriels consomment plus d'énergie qu'ils n'en produisent. Ainsi, en 1973, ces établissements ont vendu aux services d'électricité 19% de l'énergie qu'ils ont produite. Les 81% restant n'ont pu satisfaire que 63% des besoins énergétiques de ces établissements.

counted for just 63 per cent of the energy used by the industrial establishments.

Of the industrial establishments, 52 per cent were in forest products, 18 per cent in mining, 12 per cent in metals processing, 9 per cent in chemicals and 9 per cent in other industries.

Although industrial establishments accounted for 59 per cent of the number of electric generating systems in 1973, they accounted for just 11 per cent of the installed capacity and 14 per cent of the energy generated.

By far the largest installed capacity by industrial establishments is in Quebec and B.C., reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in those two provinces.

The amount of energy generated by utilities has been an increasing percentage of the total, as shown below in percentages of total energy generated:

	Utilities			Industrial Establishments
	Private	Public	Total	
1960	27	51	78	22
1970	10	74	84	16
1973	13	73	86	14
1974	16	70	86	14

Industry Investment

The electrical supply industry is capital intensive, accounting for nearly 8 per cent of total capital investment in Canada in the period 1972 to 1974. In the same period, capital expenditure by the electric utilities was greater than any other sector of the economy except manufacturing, government and housing which account for 15 per cent, 13 per cent and 20 per cent of the total, respectively.

Parmi les établissements industriels, on en compte 52% dans les produits forestiers, 18% dans l'exploitation minière, 12% dans le traitement des métaux, 9% dans les produits chimiques et 9% dans les autres industries.

Bien que les établissements industriels constituaient 59% du nombre des services d'électricité en 1973, ils ne représentaient cependant que 11% de la capacité installée et 14% de la production d'énergie.

C'est au Québec et en Colombie-Britannique que se trouvent les entreprises industrielles qui possèdent les plus fortes capacités installées, ce qui reflète la forte concentration dans ces provinces de compagnies forestières et minières ainsi que d'alumineries.

La quantité d'énergie produite par les services d'électricité représente un pourcentage de plus en plus élevé de la production globale, comme on peut le constater ci-dessous.

	Services d'électricité			Entreprise industrielle
	Privés	Publics	Total	
1960	27	51	78	22
1970	10	74	84	16
1973	13	73	86	14
1974	16	70	86	14

Investissements

L'industrie électrique est une industrie de capital, qui compte à son actif presque 8% du capital d'investissement au Canada entre 1972 et 1974. Pendant la même période, les dépenses d'investissement des services d'électricité étaient supérieures à celles des autres secteurs de l'économie à l'exception des secteurs de la fabrication, du gouvernement et de la construction domiciliaire qui représentaient respectivement 15%, 13% et 20% des investissements globaux.

TABLE 6
ÉNERGIE PRODUITE PAR LES SERVICES ET PAR LES ENTREPRISES INDUSTRIELLES
(x 10⁶ kWh)

Province/Territoire	Total	Services		Total	Entreprises industrielles
		Publics	Privés		
Terre-Neuve	28 808	2 778	25 620	28 398	411
Île-du-Prince-Édouard	383	1	382	383	—
Nouvelle-Écosse	5 433	4 932	—	4 932	501
Nouveau-Brunswick	5 571	4 824	133	4 957	614
Québec	84 179	60 037	4 321	64 358	19 821
Ontario	82 645	76 891	1 868	78 758	3 887
Manitoba	14 522	14 422	—	14 422	100
Alberta	7 388	6 548	636	7 184	204
Colombie-Britannique	14 372	3 236	10 402	13 639	733
Yukon	36 256	23 421	329	23 750	12 506
Territoires du Nord-Ouest	308	258	23	281	27
Canada	391	332	23	355	36
Canada	280 256	197 680	43 737	241 417	38 839

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre au total des éléments du fait de l'arrondissement des données.

TABEAU 6
ENERGY GENERATED BY UTILITIES AND INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS — 1974
(x 10⁶ kWh)

Province/Territory	Total	Utilities		Total	Industrial Establishments
		Public	Private		
Newfoundland	28,808	2,778	25,620	28,398	411
Prince Edward Island	383	1	382	383	—
Nova Scotia	5,433	4,932	—	4,932	501
New Brunswick	5,571	4,824	133	4,957	614
Quebec	84,179	60,037	4,321	64,358	19,821
Ontario	82,645	76,891	1,868	78,758	3,887
Manitoba	14,522	14,422	—	14,422	100
Alberta	7,388	6,548	636	7,184	204
British Columbia	14,372	3,236	10,402	13,639	733
Yukon	36,256	23,421	329	23,750	12,506
Northwest Territories	308	258	23	281	27
Canada	391	332	23	355	36
Canada	280,256	197,680	43,737	241,417	38,839

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

TABLEAU 7
CAPITAL INVESTMENT BY ELECTRIC UTILITIES (Millions of Dollars)

	Generation	Construction			Machinery ² Equipment	Total
		Transmission Distribution	Other Structures	Sub ¹ Total		
1965	397	331	28	756	193	948
1966	468	296	23	786	356	1,142
1967	561	325	29	916	382	1,298
1968	493	332	64	889	443	1,332
1969	478	305	72	856	484	1,340
1970	581	449	28	1,057	554	1,610
1971	572	472	36	1,079	668	1,747
1972	636	449	50	1,135	619	1,754
1973	926	502	71	1,499	695	2,194
1974	976	647	105	1,728	975	2,703
1975 (estimated)	—	—	—	2,465	1,436	3,901
1976 (estimated)	—	—	—	2,778	1,592	4,370

Notes: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

¹ Statistics Canada Publication No. 57-202, Electric Power Statistics, for years 1965-1973; Statistics Canada Publication No. 61-205 for years 1974, 1975.

² Statistics Canada Publication No. 57-202 for years 1965-1967 and 1972-1974; Canada Year Book for years 1968-1970; Statistics Canada Publication 61-205 for years 1975, 1976.

—: not available

TABLEAU 7
DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ (en millions de dollars)

	Construction				Machines/ Équipement ²	Total
	Production	Transport/ Distribution	Autres structures	Sous- total ¹		
1965	397	331	28	756	193	948
1966	468	296	23	786	356	1 142
1967	561	325	29	916	382	1 298
1968	493	332	64	889	443	1 332
1969	478	305	72	856	484	1 340
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	926	502	71	1 499	695	2 194
1974	976	647	105	1 728	975	2 703
1975 (estimation)	—	—	—	2 465	1 436	3 901
1976 (estimation)	—	—	—	2 778	1 592	4 370

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des chiffres.

¹ Publication n° 57-202, Statistique Canada, Statistiques sur l'énergie électrique pour les années 1965-1973; Publication n° 61-205, Statistique Canada pour les années 1974 et 1975.

² Publication n° 57-202, Statistique Canada pour les années 1965-1967 et 1972-1974; Annuaire du Canada, 1968-1970; Publication n° 61-205, Statistique Canada pour les années 1975 et 1976.

—: non disponible.

Industry Financing

Electric utilities in Canada are using an increasing amount of debt to finance their expansion. Whereas their debt: equity ratio was 67:33 in 1960, by 1973 it was 77:23 and showing a steady trend to a higher ratio of debt. The following table shows the debt: equity ratios by provinces for the years 1960, 1965, 1970, 1973 and 1974.

Financement

Les services d'électricité au Canada augmentent de plus en plus leur coefficient d'endettement pour financer leur expansion. Alors que leur coefficient d'endettement était de 67 à 33 en 1960, il atteignait 77 à 23 en 1973 et accusait une tendance constante vers un coefficient d'endettement encore plus élevé. Le tableau suivant indique le coefficient par province pour les années 1960, 1965, 1970, 1973 et 1974.

TABLEAU 8
UTILITY FINANCIAL STRUCTURE

	1960		1965		1970		1973		1974	
	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²
Newfoundland	58	42	70	30	82	18	86	14	82	18
Prince Edward Island	45	55	58	42	45	55	54	46	56	44
Nova Scotia	58	42	69	31	77	23	99	1	103	-3
New Brunswick	92	8	89	11	88	12	88	12	89	11
Quebec	61	39	79	21	74	26	74	26	74	26
Ontario	64	36	63	37	66	34	70	30	70	30
Manitoba	90	10	91	9	93	7	95	5	96	4
Saskatchewan	97	3	90	10	81	19	75	25	74	26
Alberta	60	40	57	43	56	44	54	46	54	46
British Columbia	70	30	89	11	94	6	92	8	93	7
Northwest Territories, Yukon	91	9	71	29	77	23	77	23	84	16
Canada	67	33	74	26	75	25	77	23	77	23

¹ Total debt: long term plus short term debt.

² Total equity: reserves plus total capital and surplus.

TABLEAU 8
ÉTAT FINANCIER DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ (%)

	1960		1965		1970		1973		1974	
	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²
Terre-Neuve	58	42	70	30	82	18	86	14	82	18
Île-du-Prince-Édouard	45	55	58	42	45	55	54	46	56	44
Nouvelle-Écosse	58	42	69	31	77	23	99	1	103	-3
Nouveau-Brunswick	92	8	89	11	88	12	88	12	89	11
Québec	61	39	79	21	74	26	74	26	74	26
Ontario	64	36	63	37	66	34	70	30	70	30
Manitoba	90	10	91	9	93	7	95	5	96	4
Saskatchewan	97	3	90	10	81	19	75	25	74	26
Alberta	60	40	57	43	56	44	54	46	54	46
Colombie-Britannique	70	30	89	11	94	6	92	8	93	7
Territoires du Nord-Ouest et Yukon	91	9	71	29	77	23	77	23	84	16
Canada	67	33	74	26	75	25	77	23	77	23

¹ Passif total: dettes à long et à court terme.

² Actif total: réserves plus capital et surplus.

ENVIRONMENT

Canadians depend upon electrical energy and value its convenience, safety and reliability. They also value healthful, pleasant surroundings and show concern for the natural environment in which they live. The Canadian electrical utility industry, as is the case with federal and provincial environmental control agencies, believes that these two demands are compatible, and directs its efforts towards ensuring that an adequate supply of electrical energy is made available, safely, reliably, economically and with careful regard for the environment.

All the techniques presently available for the generation, transmission and distribution of electrical energy impose some irreversible changes on the environment. Hydroelectric power projects involve the construction of dams and creation of storage reservoirs that can produce adverse effects on both the existing terrestrial and aquatic ecosystems. The combustion of fossil fuels for energy conversion, associated with conventional thermal-electric stations, inevitably results in the release of air pollutants to the atmosphere. All thermal stations, especially nuclear, discharge considerable quantities of heat to the environment. Transmission and distribution facilities require large areas of land and are often considered unsightly in appearance. Within present technological limitations, the electrical utilities rely on careful environmental planning to minimize these negative environmental impacts, while actively pursuing research and development programs to offset these problems in the future.

In 1972 the Canadian Electrical Association formed a Task Force on the Environment. The objective of this task force was to produce a manual containing environmental guidelines for use by member utilities in planning, designing, constructing and operating a power system. During 1974 these guidelines were brought to the final stages of completion for publication in 1975. The amount of time and effort required for their development is largely attributable to realization that environmental practices of electrical utilities will vary across Canada. Factors producing these variations include the diversity of size and types of power generating systems; the availability of fuels and cooling water, as well as the varying geographic, economic and social factors. These guidelines are expected to assist in the development of policies and practices which will preserve and protect the environment while providing reliable electric service.

ENVIRONNEMENT

Les Canadiens ont besoin de l'énergie électrique et se rendent compte à quel point cette forme d'énergie est commode, sûre et fiable. Ils apprécient également un cadre de vie sain et agréable et se préoccupent du milieu naturel qui est le leur. L'industrie électrique canadienne, comme les organismes de surveillance de l'environnement des gouvernements fédéral et provinciaux, croit que ces deux exigences sont compatibles, et porte ses efforts sur l'obtention d'un approvisionnement suffisant en énergie électrique à la fois sûr, fiable, économique et respectueux de l'environnement.

Toutes les techniques actuelles relatives à la production au transport et à la distribution de l'énergie électrique apportent des changements environnementaux irréversibles. Les projets de centrales hydro-électriques entraînent la construction de barrages et la création de réservoirs, actions qui ont des répercussions néfastes sur les écosystèmes terrestres et aquatiques. L'utilisation de combustibles fossiles pour la conversion de l'énergie, alliée à des centrales thermiques classiques, ne peut qu'polluer l'atmosphère. Toutes les centrales thermiques, particulièrement les centrales nucléaires, laissent échapper des quantités considérables de chaleur. Les installations de transport et de distribution d'électricité occupent de grandes étendues de terrain et déparent souvent le paysage. En tenant compte des conditions actuelles de la technologie, les services d'électricité misent sur une planification environnementale soignée pour minimiser les répercussions néfastes sur le milieu, tout en poursuivant leurs programmes d'étude et de développement afin de résoudre ces problèmes dans l'avenir.

En 1972, l'Association canadienne de l'électricité a créé un Groupe de travail sur l'environnement, dont l'objectif était de rédiger, à l'intention des autres services d'électricité, un manuel exposant les lignes directrices relatives à l'environnement lors de la planification, de la conception, de la construction et de l'exploitation d'un réseau. La rédaction de ces lignes directrices a été achevée en 1974, pour publication en 1975. Il a fallu beaucoup de temps et d'efforts pour réaliser ce projet parce que les méthodes de préservation de l'environnement varient d'une région à l'autre du Canada. Parmi les facteurs qui influent sur ces variations, il convient d'inclure les divers types et dimensions des centrales, la disponibilité des combustibles et de l'eau réfrigérante ainsi que des facteurs géographiques, économiques et sociaux variables. On prévoit que ces lignes directrices aideront à l'élaboration des politiques et pratiques requises pour préserver et protéger l'environnement tout en assurant un service de tout repos.

During 1974 Environment Canada assembled a number of technical groups to assess the environmental problems associated with various industries. Plans were made to form a task force to deal with the air pollution problems associated with the generation of electrical energy. The task force will consist of representatives of both government and the electric utilities in Canada. This task force will address itself to the difficult problem of defining the best practicable air pollution control technologies available to the Canadian electric utilities.

Another federal program, the Environmental Assessment and Review Program, influenced several electrical projects in Canada during 1974. Projects of international scope or those that receive federal financial assistance or utilize federal lands are reviewed by an environmental assessment panel appointed by Environment Canada. The program ensures that the environment will be considered in the planning and implementation of projects using federal land or money. The Point Lepreau Nuclear Generating Station is one of the first projects being assessed under this program. It is expected that the Gull Island Hydroelectric project in Labrador including the transmission system to the Island of Newfoundland will also be assessed. The Poplar River thermal station in Saskatchewan and the Wreck Cove project in Nova Scotia will also be reviewed under this program.

In northern Canada, hydroelectric plants are expected to provide the major portion of future electrical energy requirements. The Northern Canada Power Commission is studying sites for future expansion. All interested parties have the opportunity to comment on the available options. Thus environmental investigations occur prior to final site selection, well in advance of project commitment. In Ontario, environmental studies precede any purchase of land for future thermal plants and such purchases occur at least eight years before the plants are brought into operation.

Research and development work continues on the technology required to protect the environment in the future. The Canadian Electrical Association recently awarded contracts for research and development on transmission and the environment. Projects include the design of aesthetic sub-transmission lines and three separate contracts involve studies of sulphur hexafluoride (SF_6) as an insulator in power transmission. The Canadian Electrical Association's member utilities finance 70 per cent of the cost of these studies with the federal government funding the remainder.

En 1974, Environnement Canada a réuni quelques groupes techniques chargés d'évaluer les problèmes environnementaux liés à diverses industries. On a projeté la formation d'un groupe de travail qui traiterait des problèmes de la pollution de l'air qui résultent de la production d'énergie électrique. Ce groupe de travail sera composé de représentants du gouvernement et des services d'électricité canadiens et s'attaquera au difficile problème de la définition des meilleures techniques applicables de contrôle de la pollution dont puissent disposer les services canadiens d'électricité.

Un autre programme fédéral, le Programme d'évaluation et révision environnementales, a influé sur plusieurs projets d'aménagement électrique au Canada. Un comité d'évaluation environnementale, nommé par Environnement Canada, étudie des projets d'envergure internationale ou d'autres qui sont subventionnés par le gouvernement fédéral ou qui utilisent des terres de la Couronne. Ce programme assure qu'on tiendra compte de l'environnement dans la planification et la mise en œuvre de projets utilisant les terres ou les fonds publics. La centrale nucléaire de Pointe-Lepreau est l'un des premiers projets évalué dans le cadre de ce programme. On prévoit que la centrale hydro-électrique de Gull Island, au Labrador, y compris le réseau de transport de l'île de Terre-Neuve, sera également évaluée. La centrale thermique de la rivière Poplar, en Saskatchewan, et le projet de Wreck Cove, en Nouvelle-Écosse, feront aussi l'objet d'une étude.

Dans le Nord canadien, les centrales hydro-électriques devront fournir la plus grande partie des besoins futurs en énergie électrique. La *Northern Canada Power Commission* étudie présentement des emplacements pour expansion future. Toutes les parties intéressées ont l'occasion de commenter les options qui s'offrent. Ainsi, des études sur l'environnement sont effectuées avant le choix final de l'emplacement, et bien avant qu'un engagement ne soit pris. En Ontario, des études environnementales précèdent tout achat de terres destinées à la construction de centrales thermiques, et ces achats sont faits au moins huit ans avant que les centrales ne soient mises en service.

On poursuit des travaux de recherche et de développement sur la technologie requise pour la protection future de l'environnement. L'Association canadienne de l'électricité a récemment accordé des contrats de recherche et de développement relatifs au transport de l'électricité et à l'environnement. Ces projets comprennent la conception de lignes de transport souterraines, qui ne déparent pas le paysage, et trois contrats distincts comportent des

Numerous study programs are under way regarding the use of waste heat from thermal power plants. The New Brunswick Electric Power Commission and the University of New Brunswick have agreed on the first phase of an aqua-culture study on waste heat from the Point Lepreau nuclear generating station. Environment Canada, Ontario Hydro and Atomic Energy of Canada Limited are studying the feasibility of a fresh water fish farming operation using waste water effluent from a nuclear power station. At Carleton University in Ottawa a team of researchers, funded by the federal government, is investigating schemes to combine the energy requirements of various industrial processes with thermal power generating facilities to reduce the amount of waste heat produced by the power plants. The Lake Wabamun Experimental Greenhouse Project, a cooperative venture between Alberta Agriculture and Calgary Power is designed to evaluate potential agricultural use of low temperature waste heat. Many horticultural crops such as vegetables and flowers will be grown during the three year study to determine which will grow best under the special environment. The success of any one of these projects could substantially reduce adverse environmental impact associated with thermal power stations.

Communication with the public has been recognized as an important aspect of power system planning and a necessity in ensuring that public concern and social values remain a part of the decision making process. This is particularly true in the case of nuclear power. In New Brunswick, where the province's first nuclear plant is under construction, a minimum of fifty separate public meetings were held with different groups while the project was in the conceptual stage; the opinions of some 32,000 citizens were obtained by this technique. In Ontario, the Solandt Commission hearings relating to the location of the Pickering-Nanticoke transmission line provided the opportunity for all interested parties to present views and recommendations regarding the transmission route. The recommendations of this commission were in turn approved by the Government of Ontario and will be implemented by Ontario Hydro.

These recent experiences indicate the general approach being adopted by Canadian electrical utilities to minimize the adverse environmental impacts associated with their expansion plans. System expansion inevitably means compromise; this inevitably means that the concerns of those affected must be heard and carefully

études sur l'hexafluorure de soufre (SF_6) comme isolant pour les lignes de transport sous tension. Les services d'électricité affiliés à l'Association financent 70% du coût de ces études, tandis que le gouvernement fédéral finance le reste.

De nombreux programmes de recherches sont en cours en ce qui concerne l'utilisation des chaleurs perdues des centrales thermiques. La *New Brunswick Electric Power Commission* et l'Université du Nouveau-Brunswick se sont mises d'accord sur la première phase d'une étude sur l'aquiculture pour laquelle on utiliserait la chaleur rejetée par la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau. Environnement Canada, l'Hydro-Ontario et L'Énergie atomique du Canada Limitée étudient actuellement la possibilité de pratiquer l'élevage des poissons en eau douce en utilisant les eaux usées des effluents des centrales nucléaires. Un groupe de chercheurs de l'Université Carleton, à Ottawa, financé par le gouvernement fédéral, enquête sur des projets tendant à associer les besoins énergétiques de divers procédés industriels et les centrales thermiques de façon à diminuer la quantité de chaleur perdue par les centrales. Le projet expérimental de serre du lac Wabamun, réalisé en collaboration par le ministère de l'Agriculture de l'Alberta et la *Calgary Power*, vise à évaluer la possibilité d'utiliser les chaleurs rejetées à basse température à des fins agricoles. Plusieurs cultures, comme celles des légumes et des fleurs, seront faites pendant les trois années que dureront ces études afin de déterminer les cultures qui croissent le mieux dans ce milieu particulier. Le succès de l'un quelconque de ces projets pourrait diminuer considérablement les répercussions écologiques néfastes associées aux centrales thermiques.

Il faut reconnaître que les communications avec le public constituent un aspect important de la planification d'un réseau d'électricité et qu'il est nécessaire que le bien-être des citoyens et les valeurs sociales entrent en ligne de compte lorsqu'on prend des décisions. Cela est particulièrement vrai dans le cas de l'énergie nucléaire. Au Nouveau-Brunswick, où l'on construit la première centrale nucléaire de la province, au moins 50 réunions publiques distinctes ont été tenues avec différents groupements pendant que le projet en était encore au stade de la conception; les opinions de quelque 32 000 citoyens ont ainsi été recueillies. En Ontario, les audiences de la Commission Solandt relatives à l'emplacement de la ligne de transport de Pickering—Nanticoke ont donné l'occasion à toutes les parties intéressées de présenter leur point de vue et leurs recommandations au sujet du tracé de la ligne de transport. Les recommandations de la Commission ont ensuite été approuvées par le gouvernement de l'Ontario et seront mises en application par l'Hydro-Ontario.

weighed. And then, when all the data are in, the program that will have the minimum adverse effects must be defined. At that point, a decision cannot be avoided or postponed if the reliability of energy supply is to be maintained.

REGIONAL INTERCONNECTIONS AND TRANSFERS

The growth of electrical power systems and development of high voltage electrical transmission systems has encouraged increasing interconnection of generating sources within each region of Canada and the development of interconnections between electric power systems in the adjacent regions of Canada and between Canadian and the United States utilities.

The motivation for the construction of large intra-regional interconnections has, in general, been the integration of remote hydraulic generating sources into the power system. Examples of these are: the Nelson River ± 450 kV HVDC system in Manitoba, the proposed 735 KV AC system from James Bay in Quebec, and the proposed ± 400 kV HVDC system from Gull Island in Labrador to the Island of Newfoundland.

Interconnections between regions have also been developed and constitute the elements of a National Grid. Although capacity limitations may restrict the benefits of some regional links, the objective is to gain some or all of the following advantages:

- a. The sharing of reserves of generating capacity between regions to permit continuity of supply with a reduction in total reserve requirements.
- b. The movement of surplus or lower cost energy between systems in order to minimize the use of higher cost generation, with resulting fuel savings. This may be done on an hourly, daily, or seasonal basis.
- c. The reduction of cost per unit of output as a result of the opportunity to install larger and more efficient generator units with output shared by adjacent regions.

Ces récentes expériences indiquent la ligne de conduite adoptée par les services d'électricité canadiens pour minimiser les répercussions environnementales néfastes associées à leurs projets d'expansion. L'expansion du réseau entraîne inévitablement des compromis; ce qui signifie que, nécessairement, les préoccupations de personnes concernées doivent être entendues et soigneusement pesées. Et c'est seulement lorsque toutes les données auront été recueillies que le programme aux répercussions néfastes minimales devra être défini. Arrivé à ce point, on ne pourra faire autrement que de prendre une décision ou de la retarder si l'on veut que l'approvisionnement énergétique soit assuré.

INTERCONNEXIONS ET TRANSFERTS RÉGIONAUX

L'extension des réseaux électriques et l'exploitation de réseaux de transport d'électricité à haute tension ont favorisé la multiplication des interconnexions entre les centrales de chaque région du Canada ainsi que l'installation d'interconnexions entre les réseaux d'énergie électrique des régions voisines du Canada et entre les services d'électricité du Canada et des États-Unis.

La construction d'importantes interconnexions interrégionales découle généralement de l'intégration des centrales hydro-électriques éloignées au réseau de distribution. Mentionnons, par exemple, le réseau d'environ 450 kV CCHT du fleuve Nelson, au Manitoba, le projet de réseau de 735 kV à courant alternatif (CA) de la baie James, au Québec, et le projet de réseau d'environ 400 kV CCHT allant de Gull Island, au Labrador, à l'île de Terre-Neuve.

Des interconnexions régionales relient des réseaux et constituent les éléments d'un réseau national. Bien que des limitations de puissance puissent diminuer les avantages de quelques interconnexions régionales, l'objectif est de réaliser certains gains, sinon la totalité, des avantages suivants:

- a) Le partage des réserves de capacité de production; entre les régions, pour assurer une continuité d'approvisionnement, avec une réduction des exigences dans la réserve totale.
- b) Le mouvement de l'énergie excédentaire ou de l'énergie à bon marché entre les réseaux afin de réduire l'utilisation des sources énergétiques plus coûteuses, économisant ainsi du combustible, lequel mouvement peut se faire sur une base horaire, quotidienne ou saisonnière.

- d. The planning of the timing of generation additions on a staggered basis between regions so that new additions are fully utilized when they become available with resultant economy in bus bar energy costs.
- e. The completion of large hydraulic developments more rapidly and at lower cost if power surplus to the immediate need of the local region is sold to other regions until the load growth is such that the total output can be absorbed in the local region.
- f. The reduction of dependence of a given region on a single fuel source (e.g. imported oil) for electrical generation by providing access to alternative sources of electrical energy via interconnecting transmission facilities.

Some or all of the above advantages may also apply in the case of international interconnections.

Existing Canadian inter-regional interconnections include: British Columbia — Alberta (230 kV); Manitoba — Saskatchewan (230 kV); Manitoba — Ontario (138 kV and 230 kV); Quebec — New Brunswick (69 kV AC and HVDC); New Brunswick — Nova Scotia (138 kV AC); and Newfoundland (Labrador) — Quebec (735 kV AC). In addition, there are a number of ties between Quebec and Ontario, but these are of limited capacity or involve isolation of certain generation units in Quebec for connection to the Ontario system.

Of special interest is the back to back HVDC connection between the Quebec and New Brunswick system at Eel River, New Brunswick, where the asynchronous nature of the link and the flexibility of the control of power flow have avoided the technical problems which would have arisen had an alternating current link been used.

With regard to international interconnections, there are at present twelve main inter-ties between the provinces of New Brunswick, Ontario, Manitoba, British Columbia and the United States, ranging in voltage from 230 kV to 500 kV, with a total transfer capability of some 5,200 MW. In addition, there are over 50 minor interconnections. During 1974, the total net electrical energy exports over these interconnections amounted to 12,900 GWh, but the equivalent of 19,300 GWh was imported to Ontario in the form of coal, making the net imported equivalent electrical energy to Canada 6,400 GWh.

- c) La réduction du coût par unité de production, par l'installation de vastes centrales plus efficaces, et le partage de la production entre les régions adjacentes.
- d) L'élaboration d'un échancier pour l'addition par étapes de capacité de production entre les régions de façon que les nouvelles installations soient utilisées à leur plein rendement lorsqu'elles seront livrées, le résultat étant de réduire le coût de revient de l'énergie aux barres omnibus.
- e) L'achèvement rapide et à meilleur compte de vastes aménagements hydro-électriques si l'énergie excédentaire aux besoins immédiats de la localité est vendue à d'autres localités jusqu'à ce que la charge augmente de façon que le rendement global puisse être absorbé entièrement par la région environnante.
- f) La réduction de la dépendance d'une région donnée à l'égard du pétrole importé pour la production d'électricité en lui donnant accès à l'électricité transportée par interconnexions.

Certains ou tous les avantages précités peuvent aussi s'appliquer dans le cas d'interconnexions internationales.

Des interconnexions interrégionales existent déjà: Colombie-Britannique—Alberta (230 kV); Manitoba—Saskatchewan (230 kV); Manitoba—Ontario (138 kV et 230 kV); Québec—Nouveau-Brunswick (69 kV CA et CCHT); Nouveau-Brunswick—Nouvelle-Écosse (138 kV); et Terre-Neuve (Labrador)—Québec (735 kV CA). En outre, il existe un certain nombre d'interconnexions entre le Québec et l'Ontario, mais elles fonctionnent sur une base restreinte ou entraînent l'isolation de certains groupes de production au Québec pour être raccordées au réseau ontarien.

L'interconnexion CCHT entre le réseau du Québec et celui du Nouveau-Brunswick, à la rivière à l'Anguille présente un intérêt tout particulier. En effet, la nature asynchrone de l'interconnexion et la souplesse du contrôle du passage de l'électricité ont évité les problèmes techniques qui seraient survenus si l'on avait utilisé une interconnexion à courant alternatif.

En ce qui concerne les interconnexions internationales il en existe maintenant 12 principales entre les provinces du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario, du Manitoba et de la Colombie-Britannique et les États-Unis, dont 1

Federal policy has been aimed at the encouragement of both intra and inter-regional interconnections and federal financial support has been provided in a number of cases including the Nelson River transmission system, the Quebec — New Brunswick and Nova Scotia — New Brunswick interconnections. In line with this policy, and reflecting increasing concern with security of energy supply the Minister of Energy, Mines and Resources announced in January 1974 the Government's willingness to provide financial assistance with the first nuclear generating unit in any province, to consider assistance for a second unit if the energy from the unit would serve the needs of more than one province and to provide cost sharing on studies and financial assistance with regional interconnection facilities where the financing ability of the province is inadequate, with special attention being given to exploiting the opportunities presented by such projects for the encouragement of the development within Canada of approved equipment and enhanced engineering skills. Under this policy, federal support is being provided for a 630 MW nuclear unit at Point Lepreau in New Brunswick and has been offered for the proposed 1600 MW \pm 400 kV HVDC transmission system from Gull Island in Labrador to the Island of Newfoundland.

Following the recommendations of the Atlantic Tidal Power Review Board, studies are under way concerning the possible integration of tidal energy into the Eastern Canada Power systems. These studies will require extensive consideration of required regional connection facilities.

Viewed in the light of security of fuel supplies, the situation of Canadian power utilities is, briefly, as follows: west of the Manitoba-Ontario border, generation is from either hydro or indigenous fuels; Ontario is heavily dependent on imported coal from the United States; Quebec generation is almost 100 per cent hydro; New Brunswick and Nova Scotia are heavily dependent on imported oil; and Newfoundland uses a small but increasing fraction of imported oil for the generation of electric energy.

The above situation has aroused fresh interest in reinforced Ontario-Quebec inter-ties and has prompted Ontario to look at an expanded nuclear program and to give greater consideration to the use of Ontario coal and supplies from Western Canada. In the Maritimes, this has caused New Brunswick to commence a nuclear program and was the impetus behind the commencement of a submarine cable interconnection between the

tension s'échelonne entre 230 kV et 500 kV, et dont la capacité de transfert totale est d'environ 5 200 MW. De plus, il y a plus de 50 interconnexions de moindre importance. En 1974, les exportations nettes totales d'énergie électrique s'élevaient à 12 900 GWh, bien que l'équivalent de 19 300 GWh était importé en Ontario sous forme de charbon, ce qui donne une importation nette équivalente de 6 400 GWh d'énergie électrique au Canada.

La politique fédérale a cherché à encourager la construction d'interconnexions à la fois entre les régions et à l'intérieur des régions; le gouvernement fédéral a accordé une aide financière dans nombre de cas, y compris le réseau de transport du fleuve Nelson, les interconnexions Québec—Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse—Nouveau-Brunswick. Conformément à cette politique et compte tenu des préoccupations croissantes relatives à la sécurité des approvisionnements énergétiques, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources annonçait, en janvier 1974, que le gouvernement était disposé à subventionner le premier groupe nucléaire de chaque province, à envisager une aide financière pour un second groupe si l'énergie produite par ce groupe pouvait satisfaire les besoins de plus d'une province et à partager les coûts des études et de l'aide financière avec les services régionaux d'interconnexions lorsque la province est dans l'impossibilité d'en assumer seule les frais, une attention particulière étant accordée à toutes les occasions qu'offrent de tels projets de favoriser la mise au point, au Canada, de matériel approuvé et de procédés techniques améliorés. Dans le cadre de cette même politique, le gouvernement fédéral contribue au financement d'un groupe nucléaire de 630 MW à Pointe-Lepreau, au Nouveau-Brunswick; le gouvernement a également offert de subventionner le projet de réseau de transport CCHT de 1 600 MW \pm 400 kV de Gull Island, au Labrador, à l'île de Terre-Neuve.

A la suite des recommandations du Bureau des études marémotrices de l'Atlantique, on procède actuellement à des études sur l'intégration possible de l'énergie des marées aux réseaux d'électricité de l'Est du Canada. Ces études exigeront un examen approfondi des connexions régionales qui seront nécessaires.

Sur le plan de la sécurité des approvisionnements en combustibles, la situation des services canadiens d'utilité se résume comme il suit: à l'ouest de la frontière du Manitoba et de l'Ontario, l'électricité provient soit de sources hydrauliques, soit de combustibles canadiens; l'Ontario dépend considérablement du charbon importé des États-Unis; le Québec tire presque 100% de son électricité des centrales hydro-électriques; le Nouveau-

mainland and Prince Edward Island. It was also responsible in Newfoundland for the proposal to construct the power development at Gull Island to transmit the energy from Labrador to the Island of Newfoundland via an HVDC transmission system.

In Western Canada, further interconnections between British Columbia - Alberta, Alberta - Saskatchewan, Saskatchewan - Manitoba and Manitoba - Ontario are under consideration, diversity of electrical generating sources being a major motivating factor. Of these, the Alberta - Saskatchewan interconnection, representing as it would the closing link of the interconnected Western Canadian systems would present special technical problems and would likely require the use of an asynchronous (HVDC) tie.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Like other sectors of the energy industry, the Electricity Supply industry is facing increased constraints in meeting its customers' demands with reliability and economy. The pressures of increased costs of capital equipment, higher cost of fuel and of services, environmental constraints in siting new facilities, and absence of undeveloped hydroelectric resources close to load centres all reflect difficulties facing the industry.

Some of these constraints can be met by the development and application of new techniques and by a more complete understanding of the problems to be solved through effective research and development programs. These programs must cover the supply aspects of electricity, including generation, transmission and distribution; those functions which are carried out within the corporate structure of the electric utilities. To ensure the most effective contribution which electricity can make to total energy needs it is also necessary to undertake adequate study of improved equipment and methods for utilizing electrical energy so that the efficiency and cost of providing the required service to the end user is improved.

Research and development in the Canadian situation must be selective and take full advantage of R & D in other countries. The special needs of Canada resulting from climate, distance and industrial structure need to be recognized in selecting the appropriate emphasis for the programs.

Brunswick et la Nouvelle-Écosse sont fortement tributaires des importations de pétrole; et Terre-Neuve utilise une fraction minime mais croissante de pétrole importé pour la production d'électricité.

Cette situation a suscité un regain d'intérêt pour le renforcement des interconnexions Ontario—Québec et incité l'Ontario à envisager l'expansion de son programme nucléaire et à prêter une plus grande attention à l'usage de son charbon et des approvisionnements de l'Ouest canadien. Dans les Maritimes, la situation des services d'électricité a poussé le Nouveau-Brunswick à mettre en œuvre un programme nucléaire et à entreprendre des travaux d'installation du câble d'interconnexion sous-marin entre le continent et l'Île-du-Prince-Édouard. Elle est aussi responsable du projet de construction de la centrale électrique de Gull Island, qui transmettra l'énergie du Labrador à Terre-Neuve par un réseau de transport CCHT.

Dans l'Ouest canadien, d'autres interconnexions entre la Colombie-Britannique et l'Alberta, l'Alberta et la Saskatchewan, la Saskatchewan et le Manitoba, et le Manitoba et l'Ontario sont à l'étude dans le but premier de diversifier les sources de production d'électricité. Parmi celles-ci, l'interconnexion entre l'Alberta et la Saskatchewan, qui doit être le dernier lien du réseau d'interconnexions de l'Ouest canadien, présenterait certains problèmes techniques spéciaux et nécessiterait tout probablement l'usage d'une interconnexion asynchrone CCHT.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Tout comme les autres secteurs de l'industrie de l'énergie, les services d'électricité se heurtent à des difficultés croissantes lorsqu'il s'agit d'assurer, à des prix raisonnables, la sécurité d'approvisionnement des clients. Ils doivent aussi tenir compte des coûts accrus du capital d'exploitation, des coûts plus élevés du combustible et des services, des contraintes environnementales dans le choix d'emplacement de nouvelles installations, et de l'absence de ressources hydrauliques non aménagées près des centres de consommation, qui reflètent les difficultés auxquelles fait face l'industrie.

Certaines de ces difficultés peuvent être résolues par la mise au point et l'application de nouvelles techniques et par une meilleure compréhension des problèmes à résoudre en élaborant des programmes efficaces de recherche et de développement. Ces programmes doivent tenir compte de l'approvisionnement d'électricité, y compris la production, le transport et la distribution ainsi que les fonctions qui font partie de la structure sociale de

Important R & D which has been undertaken to meet electrical energy requirements includes the nuclear energy program carried out by Atomic Energy of Canada and by the electric utilities, consultants and suppliers who have participated in the research and development over more than twenty years. Another highlight has been the development of improved long distance transmission techniques notably at 500 kV AC by Ontario Hydro and B.C. Hydro and at 735 kV AC by Hydro Quebec. These developments have been supported by research facilities at the Dobson Laboratories of Ontario Hydro and by the Hydro Quebec Research Institute (IREQ).

There has also been development of design and systems capability in high voltage direct current (HVDC) transmission systems in Canada. This has been associated with the Nelson River Transmission System in Manitoba, the Vancouver Island, underwater link in B.C. and the Bel River interconnection in New Brunswick.

The Canadian Electrical Association has recently established a research and development program financed in part by a voluntary levy on member utilities, to which most have contributed, and supplemented by grants from the federal government. Contracts have been awarded for the initial research projects which will cover environmental aspects of transmission lines, gas filled underground transmission and distribution system technology. It is to be hoped that this cooperative effort can be expanded beyond the initial rather modest scale to deal with many other important needs of R & D in the industry.

Two other important aspects of the federal role should be noted. First, through the National Research Council, research activity is being encouraged both at universities and in industry. Also, the programs of the Department of Industry, Trade and Commerce play an important role in the development and implementation at the point in time when the specific design of products and of prototype equipment becomes feasible.

In the longer term Canada, like other nations, must look to energy sources which will replace or complement the hydraulic, fossil fuel and the nuclear systems upon which most of our needs will depend during the next two to three decades. One of the more promising future options is in nuclear fusion. The technology for controlled

services d'électricité. Pour que l'électricité contribue le plus possible à la production énergétique globale, il faut également entreprendre l'étude appropriée de meilleures pièces d'équipement et de méthodes plus efficaces d'utilisation de l'énergie électrique afin d'augmenter l'efficacité du service aux consommateurs au prix le plus avantageux possible.

Les travaux de recherche et de développement dans le contexte canadien doivent faire l'objet d'un choix et tirer pleinement profit des progrès réalisés à l'étranger. Il importe de connaître les besoins particuliers au Canada en raison du climat, de la distance et de la structure industrielle au moment de choisir l'orientation des programmes.

D'importantes études sur la recherche et le développement ont été entreprises pour satisfaire les besoins énergétiques, dont un programme nucléaire exécuté par L'Énergie atomique du Canada Limitée et par les services d'électricité, les experts-conseils et les fournisseurs qui participent aux travaux de recherche et de développement depuis plus de vingt ans. Autre point saillant à souligner: l'amélioration des techniques de transport à longue distance, particulièrement celles de l'Hydro-Ontario et de la *B.C. Hydro* à 500 kV CA et de l'Hydro-Québec à 735 kV CA. Ces progrès ont été réalisés grâce aux laboratoires de recherche Dobson de l'Hydro-Ontario et l'Institut de recherches de l'Hydro-Québec (IREQ).

On a également réalisé des travaux de mise au point concernant la conception et la capacité des réseaux de transport de courant continu à haute tension (CCHT). Le réseau de transport du fleuve Nelson au Manitoba, le câble sous-marin de l'île Vancouver, en Colombie-Britannique, et l'interconnexion de la rivière à l'Angeles, au Nouveau-Brunswick, en sont des exemples.

L'Association canadienne de l'électricité a récemment établi un programme de recherche et de développement financé d'une part par une contribution volontaire de la plupart des services affiliés et d'autre part par le gouvernement fédéral. Des contrats ont été accordés pour les premiers travaux de recherche qui porteront sur les aspects environnementaux des lignes de transport et de la technologie des réseaux souterrains de transport et de distribution isolés au gaz. Il y a lieu d'espérer que cette collaboration dépassera le stade initial plutôt modeste pour aborder maints autres besoins importants de recherche et de développement dans l'industrie.

Il faut également remarquer deux autres aspects importants du rôle du gouvernement fédéral. D'abord, par

fusion has yet to be demonstrated but the potential exists for almost unlimited energy supplies with minimal environmental impact. A recommendation for participation by Canada in some aspects of fusion research is referred to in an earlier section, "Electrical Energy Sources."

In April 1975 the Task Force Report on Energy Research and Development "Science and Technology for Canada's Energy Needs," said substitution for oil and gas would "play a significant role in future energy policies, "Coal gasification and liquefaction," conversion and entirely new thermal generation technology" were among the substitutes contemplated. Coal might become the "main alternative" source and considerable Research and Development would be required on more efficient use of coal in combined cycles and advanced conversion techniques. More R & D would also be needed on processes "using nuclear-generated electricity as an energy substitute for hydrocarbons in the production of chemicals, such as ammonia or ethylene and of other products, such as cement or metals."

l'entremise du Conseil national de recherches, des travaux de recherche sont entrepris dans les universités et l'industrie. En outre, les programmes du ministère de l'Industrie et du Commerce entrent pour beaucoup dans le développement et l'application au moment où il devient possible de créer des modèles particuliers de produits et des prototypes.

A long terme, le Canada, comme les autres nations, doit chercher d'autres sources énergétiques qui remplaceront ou compléteront l'hydro-électricité, les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire dont il dépendra pour une large part au cours des deux ou trois prochaines décennies. La fusion nucléaire constitue l'une des sources énergétiques les plus prometteuses. Il reste encore à démontrer la technique du contrôle de la fusion, bien que cette méthode semble fournir des possibilités réelles pour un approvisionnement énergétique presque illimité aux répercussions minimales sur l'environnement. Il est question dans une section antérieure de «Sources d'énergie électrique» d'une recommandation visant la participation du Canada à certains aspects de la recherche sur la fusion. L'objectif du programme serait d'améliorer les connaissances scientifiques et de demeurer à la fine pointe des progrès technologiques et techniques afin d'assurer au moins que le Canada ait accès aux sources énergétiques dérivées de la fusion nucléaire.

En avril 1975, le rapport du Groupe de travail sur la recherche et le développement en matière de science et de technologie, intitulé *Science and Technology for Canada's Energy Needs* mentionnait que le remplacement du pétrole et du gaz jouerait un rôle important dans l'élaboration des futures politiques énergétiques que la gazéification et la liquéfaction du gaz, la conversion et une technique de production thermique entièrement nouvelle comptaient parmi les sources de remplacement à l'étude. Il se pourrait que le charbon soit la principale source de remplacement, et il faudrait pour suivre des recherches intensives afin d'utiliser plus efficacement le charbon dans des cycles combinés et des techniques améliorées de conversion. Il faudra également étudier et raffiner les procédés utilisant l'électricité d'origine nucléaire comme substitut aux hydrocarbures pour la production de produits chimiques comme l'ammoniaque ou l'éthylène et d'autres produits comme le ciment ou les métaux.

CONCLUSIONS

1975 saw a reduction of 2.3 per cent in total generation and of 0.3% in electricity used in Canada. This is an unusual situation in historical perspective which has shown average annual growth of 6.6 per cent between 1950 and 1975 and during that period only one year (1961 at 1.5 per cent growth) was below 4%. In all provinces, industrial electricity use declined but commercial and residential demand continued to grow, thus partly offsetting the decline in industrial use. The situation seems related to the general decline in economic activity coupled with the effects of prolonged industrial disputes in some energy intensive industries.

Electricity net exports declined by 43 per cent over the previous year, another reflection of the reduced scale of industrial activity in North America.

Particular skill will be needed to make appropriate interpretation of the 1975 electricity use. If the decline is assumed to be mainly due to the effects of reduced economic activity, it might be expected that electricity use will return to more normal growth rates when economic recovery is achieved. If, on the other hand, a significant part of the reduced growth rate is attributed to the effectiveness of conservation measures or to the impact of rapidly increasing price of electricity then it might be supposed that these effects will continue to be significant over the next several years. The available evidence to date suggests that economic activity is the most significant explanation.

CONCLUSIONS

Au Canada, en 1975, la production électrique a baissé de 2,3% et la consommation de 0,3%. Cette courbe est exceptionnelle dans un graphique historique à croissance annuelle moyenne de 6,6% de 1950 à 1975, dont une seule année dans cette période (1961 à 1,5%) était à un taux de croissance inférieur à 4%. Dans toutes les provinces, la consommation du secteur industriel a diminué, mais la demande des secteurs résidentiel et commercial a continué d'augmenter. Cette situation semble reliée au déclin général économique, combiné aux répercussions de désaccords de certaines industries à consommation élevée d'énergie.

La baisse des exportations nettes d'électricité, de 43% par rapport à l'an dernier, est le reflet du déclin de l'activité industrielle à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Une interprétation conforme de l'utilisation de l'électricité en 1975 est particulièrement compliquée. Si la baisse de consommation résulte des effets du déclin économique, cette interprétation conduit à supposer à un retour à une croissance normale dès la reprise économique. Mais si un pourcentage important de la baisse en taux de croissance résulte de l'efficacité des mesures d'économie ou des répercussions de la hausse rapide du prix de l'électricité, cette courbe pourrait persister au cours des prochaines années. Selon les données disponibles, la conjoncture économique semble l'explication la plus plausible.

tabular summary

tableau sommaire

TABULAR SUMMARY

The following portion of this publication presents a detailed summary of the major 1974 and 1975 additions and proposed capacity installations in Canada by province, including additions to the year 1988. Only proposed generating facilities firmly committed for service as of year end 1975 are included. Slight differences between this section and the information appearing in the text may result from rounding of numbers in the text.

TABLEAU SOMMAIRE

La partie suivante du rapport donne par province un sommaire détaillé des principales additions et des installations projetées en 1974 et en 1975, y compris les projets d'additions jusqu'en 1988. Seules les installations de production, dont la mise en service est financièrement assurée pour la fin de 1975, y sont incluses. Les légères différences dans les données, de cette partie et du rapport, résultent de chiffres arrondis dans le texte.

LEGEND — LÉGENDE

Type

Hydro	—	H	—	Hydro-électrique
Steam	—	S	—	Vapeur
Nuclear	—	N	—	Nucléaire
Internal Combustion	—	IC	—	Combustion interne
Gas Turbine	—	GT	—	Turbine à gaz

INSTALLED GENERATING CAPACITY EXPANSION IN CANADA BY STATION
MAJOR 1974 AND 1975 ADDITIONS AND PROJECTED 1976-1988

Province/Station	Type	Additions in 1974 (MW)	Additions in 1975 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)
<i>Newfoundland</i>					
Grand Falls	H	—	—	16 (1976)	42.5
Churchill Falls	H	4 x 475	—	—	5225
Baie D'Espoir	H	—	—	154 (1977)	613
Stephenville	GT	—	—	50 (1976)	50
Burin	GT	—	—	25 (1976)	25
St. John's	GT	—	—	50 (1976) 70 (1978)*	152.5 ¹
Holyrood	S	—	—	150 (1979)*	450
Flowers Cove	GT	—	—	15 (1978)*	15
Unspecified	GT	—	—	15 (1980)	15
<i>Prince Edward Island</i>					
	—	—			—
<i>Nova Scotia</i>					
Cape Breton	S	—	—	150 (1979) 150 (1981)	300
Tuft's Cove	S	—	—	150 (1976)	350
Victoria Junction	GT	—	30	30 (1976)	60
Dartmouth	GT	—	—	4 x 30 (1976)	120
Wreck Cove	H	—	—	100 (1977) 100 (1978)	200
<i>New Brunswick</i>					
Mactaquac	H	—	—	2 x 110 (1978)	637.8
Coleson Cove	S	—	—	3 x 320 (1976)	960
Dalhousie	S	—	—	200 (1979)	300
Point Lepreau	N	—	—	630 (1980)	630
<i>Quebec</i>					
Manic 3	H	—	—	6 x 197.5 (1976)	1185
Outardes 2	H	—	—	3 x 151.3 (1978)	454
Première Chute	H	—	31.05		124
La Grande: LG-1	H	—	—	2 x 91 (1983) 6 x 91 (1984) 2 x 91 (1985)	910
LG-2	H	—	—	6 x 333 (1980) 6 x 333 (1981) 4 x 333 (1982)	5328
LG-3	H	—	—	3 x 192 (1982) 7 x 192 (1983)	1920
LG-4	H	—	—	7 x 254 (1984) 254 (1985)	2032
Cadillac	GT	—	—	3 x 60 (1976)	180
Gentilly 2	N	—	—	637 (1979)	637
Cap aux Meules	IC	7.14	—	—	23
<i>Ontario</i>					
Arnprior	H	—	—	2 x 39 (1976)	78
Andrew's Falls	H	—	—	24 (1976)	40.2
St. Mary's	H	—	—	2 x 7.5 (1981)	15
Smooth Rock Falls	S	—	—	12 (1977)	12

Province/Station	Type	Additions in 1974 (MW)	Additions in 1975 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)
Thunder Bay (Ft. William)	S	—	—	34 (1976)	86
Nanticoke	S	500	500	2 x 500 (1976) 500 (1977)	4000
Lennox	S	—	—	3 x 573.75 (1976) 573.75 (1977)	2295
Wesleyville	S	—	—	2 x 573.75 (1981) 2 x 573.75 (1982)	2295
Bruce	GT	3 x 12	—	12 (1976)	48
(A)	N	—	—	800 (1976) 800 (1977)	3200
				800 (1978) 800 (1979)	
(B)	N	—	—	800 (1983) 800 (1984)	3200
				800 (1985) 800 (1986)	
Pickering (B)	N	—	—	540 (1981) 2 x 540 (1982)	2160
				540 (1983)	
Darlington	N	—	—	800 (1986) 2 x 800 (1987)	3200
				800 (1988)	
Atikokan	S	—	—	200 (1983) 2 x 200 (1984)	800
				200 (1985)	
Thunder Bay	S	—	—	150 (1980) 150 (1981)	300
<i>Manitoba</i>					
Jenpeg	H	—	—	3 x 28 (1976) 3 x 28 (1977)	168
Long Spruce	H	—	—	2 x 98 (1977) 4 x 98 (1978)	980
				4 x 98 (1979)	
Kettle	H	3 x 102	—	—	1224
<i>Saskatchewan</i>					
Boundary Dam	S	—	—	300 (1977)	882
Poplar River	S	—	—	300 (1979)	300
Landis	GT	—	70	—	70
<i>Alberta</i>					
Sundance	S	—	—	2 x 375 (1976) 375 (1978)	2100
				375 (1980)	
Clover Bar	S	—	—	165 (1976) 165 (1978)	660
Battle River	S	—	150	375 (1981)	737
Fort McMurray	GT	—	5.8	—	20.22
<i>British Columbia</i>					
Gordon M. Shrum	H	300	—	—	2116
Kootenay Canal	H	—	2 x 125	2 x 125 (1976)	500
Mica	H	—	—	2 x 435 (1976) 2 x 435 (1977)	1740
Site 1 (Peace)	H	—	—	2 x 175 (1979) 2 x 175 (1980)	700
Seven-Mile	H	—	—	3 x 175 (1980)	525
Burrard	S	—	152.0	—	912.50
Keogh	GT	40.5	—	40.5 (1976) 53.9 (1976)	134.9
Prince Rupert	GT	—	28.6	—	52.2

Province/Station	Type	Additions in 1974 (MW)	Additions in 1975 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)
<i>Yukon Territory</i>					
Aishihik	H	—	30	—	30
Whitehorse Rapids	H	—	—	20 (1978)	39.39
Various Communities	IC	3.6	—	—	—
<i>Northwest Territories</i>					
Snare Forks	H	—	—	2 x 5 (1976)	10
Snare Cascades	H	—	—	4 (1977)	4
Twin Gorges Talston R.	H	—	—	4 (1976)	22
Various Communities	IC	4.0	10.2	—	—

* Tentative, subject to approval.

1974 Installed Capacity per Statistics Canada 57,480 MW

1975 Additions 1,258 MW Increase of 2.2%

December 31, 1975 Installed Capacity 58,738 MW

1976 Scheduled — 8,663 MW — 16.12% Increase (H2521 — T6142)

December 31, 1976 Installed Capacity 67,401 MW

¹ St. John's, Newfoundland — present installed generating capacity — 32.5 MW of which 30 MW are from steam and 2.5 MW are from internal combustion.

² Fort McMurray — 14.42 MW IC and 5.8 MW GT.

EXPANSION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA, PAR CENTRALE
PRINCIPALES ADDITIONS EN 1974 ET EN 1975 ET PROJETS POUR 1976-1988

Province/Centrale	Type	Additions en 1974 (MW)	Additions en 1975 (MW)	Additions proposées (MW)	Puissance ultime (MW)
<i>Terre-Neuve</i>					
Grand Falls	H	—	—	16 (1976)	42,5
Churchill Falls	H	4 x 475	—	—	5 225
Baie-d'Espoir	H	—	—	154 (1977)	613
Stephenville	GT	—	—	50 (1976)	50
Burin	GT	—	—	25 (1976)	25
St-Jean	GT	—	—	50 (1976) 70 (1978)*	152,51
Holyrood	S	—	—	150 (1979)*	450
Flowers Cove	GT	—	—	15 (1978)*	15
Non spécifié	GT	—	—	15 (1980)	15
<i>Île-du-Prince-Édouard</i>					
	—	—			—
<i>Nouvelle-Écosse</i>					
Cape Breton	S	—	—	150 (1979) 150 (1981)	300
Tuft's Cove	S	—	—	150 (1976)	350
Victoria Junction	GT	—	30	30 (1976)	60
Dartmouth	GT	—	—	4 x 30 (1976)	120
Wreck Cove	H	—	—	100 (1977) 100 (1978)	200
<i>Nouveau-Brunswick</i>					
Mactaquac	H	—	—	2 x 110 (1978)	637,8
Coleson Cove	S	—	—	3 x 320 (1976)	960
Dalhousie	S	—	—	200 (1979)	300
Pointe-Lepreau	N	—	—	630 (1980)	630
<i>Québec</i>					
Manic 3	H	—	—	6 x 197,5 (1976)	1 185
Outardes 2	H	—	—	3 x 151,3 (1978)	454
Première Chute	H	—	31,05	—	124
La Grande: LG-1	H	—	—	2 x 91 (1983) 6 x 91 (1984) 2 x 91 (1985)	910
LG-2	H	—	—	6 x 333 (1980) 6 x 333 (1981) 4 x 333 (1982)	5 328
LG-3	H	—	—	3 x 192 (1982) 7 x 192 (1983)	1 920
LG-4	H	—	—	7 x 254 (1984) 254 (1985)	2 032
Cadillac	GT	—	—	3 x 60 (1976)	180
Gentilly 2	N	—	—	637 (1979)	637
Cap-aux-Meules	IC	7,14	—	—	23
<i>Ontario</i>					
Arnprior	H	—	—	2 x 39 (1976)	78
Andrew's Falls	H	—	—	24 (1976)	40,2
St. Mary's	H	—	—	2 x 7,5 (1981)	15
Smooth Rock Falls	S	—	—	12 (1977)	12

Province/Centrale	Type	Additions en 1974 (MW)	Additions en 1975 (MW)	Additions proposées (MW)	Puissance ultime (MW)
Thunder Bay (Ft. William)	S	—	—	34 (1976)	86
Nanticoke	S	500	500	2 x 500 (1976) 500 (1977)	4 000
Lennox	S	—	—	3 x 573,75 (1976) 573,75 (1977)	2 295
Wesleyville	S	—	—	2 x 573,75 (1981) 2 x 573,75 (1982)	2 295
Bruce	GT	3 x 12	—	12 (1976)	48
(A)	N	—	—	800 (1976) 800 (1977)	
				800 (1978) 800 (1979)	3 200
(B)	N	—	—	800 (1983) 800 (1984)	
				800 (1985) 800 (1986)	3 200
Pickering (B)	N	—	—	540 (1981) 2 x 540 (1982)	
				540 (1983)	2 160
Darlington	N	—	—	800 (1986) 2 x 800 (1987)	
				800 (1988)	3 200
Atikokan	S	—	—	200 (1983) 2 x 200 (1984)	
				200 (1985)	800
Thunder Bay	S	—	—	150 (1980) 150 (1981)	300
<i>Manitoba</i>					
Jenpeg	H	—	—	3 x 28 (1976) 3 x 28 (1977)	168
Long Spruce	H	—	—	2 x 98 (1977) 4 x 98 (1978)	
				4 x 98 (1979)	980
Kettle	H	3 x 102	—	—	1 224
<i> Saskatchewan</i>					
Boundary Dam	S	—	—	300 (1977)	882
Poplar River	S	—	—	300 (1979)	300
Landis	GT	—	70	—	70
<i> Alberta</i>					
Sundance	S	—	—	2 x 375 (1976) 375 (1978)	
				375 (1980)	2 100
Clover Bar	S	—	—	165 (1976) 165 (1978)	660
Battle River	S	—	150	375 (1981)	737
Fort McMurray	GT	—	5,8	—	20,22 ²
<i> Colombie-Britannique</i>					
Gordon M. Shrum	H	300	—	—	2 116
Canal Kootenay	H	—	2 x 125	2 x 125 (1976)	500
Mica	H	—	—	2 x 435 (1976) 2 x 435 (1977)	1 740
Emplacement 1 (Peace) ..	H	—	—	2 x 175 (1979) 2 x 175 (1980)	700
Seven-Mile	H	—	—	3 x 175 (1980)	525
Burrard	S	—	152,0	—	912,50
Keogh	GT	40,5	—	40,5 (1976) 53,9 (1976)	134,9
Prince Rupert	GT	—	28,6	—	52,2

Province/Centrale	Type	Additions en 1974 (MW)	Additions en 1975 (MW)	Additions proposées (MW)	Puissance ultime (MW)
<i>Yukon</i>					
Aishihik	H	—	30	—	30
Whitehorse Rapids	H	—	—	20 (1978)	39,39
Diverses collectivités	IC	3,6	—	—	—
<i>Territoires du Nord-Ouest</i>					
Ramifications de la Snare	H	—	—	2 x 5 (1976)	10
Cascades de la Snare	H	—	—	4 (1977)	4
Twin Gorges Talston R.	H	—	—	4 (1976)	22
Diverses collectivités	IC	4,0	10,2	—	—

* Expérimental, sujet à approbation.

1974: puissance installée selon Statistique Canada: 57 480 MW

1975: additions: 1 258 MW, soit un accroissement de 2,2%

31 décembre 1975: puissance installée: 58 738 MW

1976: prévu — 8 663 MW — augmentation de 16,12% (H 2 521 — T6 142)

31 décembre 1976: puissance installée: 67 401

¹ St-Jean, Terre-Neuve — puissance installée actuelle 32,5 MW dont 30 MW par vapeur et 2,5 MW par combustion interne.

² Fort McMurray — 14,42 MW par combustion interne et 5,8 MW GT.

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO- ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO- ELECTRIQUE	TOTAL
Newfoundland				Terre-Neuve			
TOTAL (END/FIN 1974)	354.60	35.59	63.85	.00	454.04	6205.77	6659.81
ADDITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL (END/FIN 1975)	354.60	35.59	63.85	.00	454.04	6205.77	6659.81
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	.00	125.00	.00	.00	125.00	16.00	141.00
1977	.00	.00	.00	.00	.00	154.00	154.00
1978	.00	85.00	.00	.00	85.00	.00	85.00
1979	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00
1980	.00	15.00	.00	.00	15.00	.00	15.00
TOTAL	504.60	260.59	63.85	.00	829.04	6375.77	7204.81
Prince Edward Island				Île-du-Prince-Édouard			
TOTAL (END/FIN 1974)	70.50	40.85	6.89	.00	118.24	.00	118.24
ADDITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL (END/FIN 1975)	70.50	40.85	6.89	.00	118.24	.00	118.24
TOTAL	70.50	40.85	6.89	.00	118.24	.00	118.24
Nova Scotia				Nouvelle-Écosse			
TOTAL (END/FIN 1974)	1011.72	25.00	1.17	.00	1037.89	160.35	1198.24
ADDITIONS (1975)	.00	30.00	.00	.00	30.00	.00	30.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	30.00	.00	.00	30.00	.00	30.00
TOTAL (END/FIN 1975)	1011.72	55.00	1.17	.00	1067.89	160.35	1228.24
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	150.00	150.00	.00	.00	300.00	.00	300.00
1977	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
1978	.00	.00	.00	.00	.00	100.00	100.00
1979	150.00	.00	.00	.00	150.00	100.00	250.00
1981	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00
TOTAL	1461.72	205.00	1.17	.00	1667.89	360.35	2028.24
New Brunswick				Nouveau-Brunswick			
TOTAL (END/FIN 1974)	620.63	23.38	7.55	.00	651.56	679.88	1331.44
ADDITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL (END/FIN 1975)	620.63	23.38	7.55	.00	651.56	679.88	1331.44
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	960.00	.00	.00	.00	960.00	.00	960.00
1978	.00	.00	.00	.00	.00	220.00	220.00
1979	200.00	.00	.00	.00	200.00	.00	200.00
1980	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL	1780.63	23.38	7.55	.00	1811.56	899.88	2711.44
Quebec				Québec			
TOTAL (END/FIN 1974)	665.25	.00	61.84	266.00	993.09	13800.00	14793.09
ADDITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	31.05	31.05
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	31.05	31.05
TOTAL (END/FIN 1975)	665.25	.00	61.84	266.00	993.09	13831.05	14824.14
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	.00	180.00	.00	.00	180.00	1185.00	1365.00
1978	.00	.00	.00	.00	.00	453.90	453.90
1979	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
1980	.00	.00	.00	.00	.00	1998.00	1998.00
1981	.00	.00	.00	.00	.00	1998.00	1998.00
1982	.00	.00	.00	.00	.00	1908.00	1908.00
1983	.00	.00	.00	.00	.00	1526.00	1526.00
1984	.00	.00	.00	.00	.00	2324.00	2324.00
1985	.00	.00	.00	.00	.00	436.00	436.00
TOTAL	665.25	180.00	61.84	903.00	1810.09	25659.95	27470.04

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO- ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO- ELECTRIQUE	TOTAL
Ontario							
TOTAL (END/FIN 1974)	8222.17	400.48	14.15	2400.00	11036.80	7007.92	18044.72
ADDITIONS (1975)	500.00	.00	.00	.00	500.00	.00	500.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	500.00	.00	.00	.00	500.00	.00	500.00
TOTAL (END/FIN 1975)	8722.17	400.48	14.15	2400.00	11536.80	7007.92	18544.72
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	2755.25	12.00	.00	800.00	3567.25	102.00	3669.25
1977	1085.75	.00	.00	800.00	1885.75	.00	1885.75
1978	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00
1979	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00
1980	150.00	.00	.00	.00	150.00	.00	150.00
1981	1297.50	.00	.00	540.00	1837.50	15.00	1852.50
1982	1147.50	.00	.00	1080.00	2227.50	.00	2227.50
1983	200.00	.00	.00	1340.00	1540.00	.00	1540.00
1984	400.00	.00	.00	800.00	1200.00	.00	1200.00
1985	200.00	.00	.00	800.00	1000.00	.00	1000.00
1986	.00	.00	.00	1600.00	1600.00	.00	1600.00
1987	.00	.00	.00	1600.00	1600.00	.00	1600.00
1988	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00
TOTAL	15958.17	412.48	14.15	14160.00	30544.80	7124.92	37669.72
Manitoba							
TOTAL (END/FIN 1974)	447.00	23.80	20.37	.00	491.17	2475.10	2966.27
ADDITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL (END/FIN 1975)	447.00	23.80	20.37	.00	491.17	2475.10	2966.27
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	.00	.00	.00	.00	.00	84.00	84.00
1977	.00	.00	.00	.00	.00	280.00	280.00
1978	.00	.00	.00	.00	.00	392.00	392.00
1979	.00	.00	.00	.00	.00	392.00	392.00
TOTAL	447.00	23.80	20.37	.00	491.17	3623.10	4114.27
Saskatchewan							
TOTAL (END/FIN 1974)	1070.00	78.88	31.40	.00	1180.28	566.88	1747.16
ADDITIONS (1975)	.00	70.00	.00	.00	70.00	.00	70.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	70.00	.00	.00	70.00	.00	70.00
TOTAL (END/FIN 1975)	1070.00	148.88	31.40	.00	1250.28	566.88	1817.16
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977	300.00	.00	.00	.00	300.00	.00	300.00
1979	300.00	.00	.00	.00	300.00	.00	300.00
TOTAL	1670.00	148.88	31.40	.00	1850.28	566.88	2417.16
Alberta							
TOTAL (END/FIN 1974)	2471.35	185.20	36.06	.00	2692.61	718.30	3410.91
ADDITIONS (1975)	150.00	5.80	.00	.00	155.80	.00	155.80
ADDITIONS (NET/NETTE 1975)	150.00	5.80	.00	.00	155.80	.00	155.80
TOTAL (END/FIN 1975)	2621.35	191.00	36.06	.00	2848.41	718.30	3566.71
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1976	915.00	.00	.00	.00	915.00	.00	915.00
1978	540.00	.00	.00	.00	540.00	.00	540.00
1980	375.00	.00	.00	.00	375.00	.00	375.00
1981	375.00	.00	.00	.00	375.00	.00	375.00
TOTAL	4826.35	191.00	36.06	.00	5053.41	718.30	5771.71

SUMMARY SOMMAIRE								
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO- ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO- ELECTRIQUE	TOTAL	
British Columbia								
AL (END/FIN 1974)	1122.94	264.12	130.09	.00	1517.15	5103.25	6520.40	
ITIONS (1975)	152.00	28.60	.00	.00	180.60	250.00	430.60	
ITIONS (NET/NETTE 1975)	152.00	28.60	.00	.00	180.60	250.00	430.60	
AL (END/FIN 1975)	1274.94	292.72	130.09	.00	1697.75	5353.25	7051.00	
ITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1976	.00	94.40	.00	.00	94.40	1120.00	1214.40	
1977	.00	.00	.00	.00	.00	870.00	870.00	
1979	.00	.00	.00	.00	.00	350.00	350.00	
1980	.00	.00	.00	.00	.00	875.00	875.00	
L	1274.94	387.12	130.09	.00	1792.15	8568.25	10360.40	
Colombie-Britannique								
Yukon								
L (END/FIN 1974)	.00	.00	40.15	.00	40.15	26.14	66.29	
ITIONS (1975)	.00	.00	.00	.00	.00	30.00	30.00	
ITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	.00	.00	.00	30.00	30.00	
L (END/FIN 1975)	.00	.00	40.15	.00	40.15	56.14	96.29	
ITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1978	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	20.00	
L	.00	.00	40.15	.00	40.15	76.14	116.29	
Northwest Territories								
Territoires du Nord-Ouest								
L (END/FIN 1974)	.60	1.50	74.55	.00	76.65	35.36	112.01	
ITIONS (1975)	.00	.00	10.20	.00	10.20	.00	10.20	
ITIONS (NET/NETTE 1975)	.00	.00	10.20	.00	10.20	.00	10.20	
L (END/FIN 1975)	.60	1.50	84.75	.00	86.85	35.36	122.21	
ITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1976	.00	.00	.00	.00	.00	14.00	14.00	
1977	.00	.00	.00	.00	.00	4.00	4.00	
L	.60	1.50	84.75	.00	86.85	53.36	140.21	
Canada								
Canada								
ALS BY PROV. (1974)	16056.76	1078.80	488.07	2666.00	20289.63	36778.95	57068.58	
ENTS NOT LISTD (1974)	239.25	126.80	45.60	.00	411.65	.00	411.65	
AL (END/FIN 1974)	16296.01	1205.60	533.67	2666.00	20701.28	36778.95	57480.23	
ITIONS (1975)	802.00	134.40	10.20	.00	946.60	311.05	1257.65	
ITIONS (NET/NETTE 1975)	802.00	134.40	10.20	.00	946.60	311.05	1257.65	
AL (END/FIN 1975)	17098.01	1340.00	543.87	2666.00	21647.88	37090.00	58737.88	
ITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)								
1976	4780.25	561.40	.00	800.00	6141.65	2521.00	8662.65	
1977	1385.75	.00	.00	800.00	2185.75	1408.00	3593.75	
1978	540.00	85.00	.00	800.00	1425.00	1185.90	2610.90	
1979	800.00	.00	.00	1437.00	2237.00	742.00	2979.00	
1980	525.00	15.00	.00	630.00	1170.00	2873.00	4043.00	
1981	1822.50	.00	.00	540.00	2362.50	2013.00	4375.50	
1982	1147.50	.00	.00	1080.00	2227.50	1908.00	4135.50	
1983	200.00	.00	.00	1340.00	1540.00	1526.00	3066.00	
1984	400.00	.00	.00	800.00	1200.00	2324.00	3524.00	
1985	200.00	.00	.00	800.00	1000.00	436.00	1436.00	
1986	.00	.00	.00	1600.00	1600.00	.00	1600.00	
1987	.00	.00	.00	1600.00	1600.00	.00	1600.00	
1988	.00	.00	.00	800.00	800.00	.00	800.00	
L	28899.01	2001.40	543.87	15693.00	47137.28	54026.90	101164.18	

SELECTED BIBLIOGRAPHY OF ELECTRICAL ENERGY PUBLICATIONS

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered (prepaid in Canadian currency) from Statistics Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0T6.

Electric Power Statistics, Volume I — *Annual Electric Power Survey of Capability and Load* (Catalogue No. 57-204 — \$1.05)

- this report presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II — *Annual Statistics* (Catalogue No. 57-202 — \$1.40)

- this report includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, sales, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III — *Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment* (Catalogue No. 57-206 — \$2.10)

- this report provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001 — 30¢ per copy)

- this report presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203 — 70¢)

- this report is based on rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Detailed Energy Supply and Demand in Canada (Catalogue No. 57-207 — \$1.05)
\$1.05)

- Energy balance sheets in both natural units and B.T.U.'s for 16 fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by 10 consuming sectors.

The following publications are available at Canadian Government Bookstores, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, *Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects* (\$4.50 U.S.)

- this report combines the results of two studies carried out by the OECD:
 - a) survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
 - b) survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, *The Electricity Supply Industry* (\$3.40 U.S.)

- this annual report makes a general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, *Statistics of Energy* (\$4.00 U.S.)

- this report presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies in each country.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES RELATIVES À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les lecteurs désireux d'obtenir des données statistiques additionnelles peuvent demander les publications suivantes, en anglais et en français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes, accompagnées du paiement en monnaie canadienne, doivent être adressées à Statistique Canada, Ottawa, Ontario, Canada, K1A 0T6.

Statistique de l'énergie électrique. Volume I. — *Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux* (n° de catalogue 57-204 — \$1.05)

- ce rapport présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux et traite de tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique. Volume II. — *Statistiques annuelles* (n° de catalogue 57-202 — \$1.40)

- ce rapport comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, dont la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les ventes, les transports d'énergie, les services aux résidences et aux fermes ainsi que les réseaux de transport. Sont également incluses, pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs et passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement et d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique. Volume III. — *Inventaire des moteurs primaires et des génératrices électriques* (n° de catalogue 57-206 — \$2.10)

- ce rapport présente une énumération annuelle détaillée des moteurs primaires et des génératrices électriques de plus de 500 kW.

Statistique de l'énergie électrique. Mensuel (n° de catalogue 57-001 — 30c. par copie)

- ce rapport mensuel présente les statistiques préliminaires relatives à l'énergie électrique.

Factures d'électricité pour les services domestique, commercial et à la petite industrie (n° de catalogue 57-203 — 70c.)

- ce rapport est fondé sur des échelles de tarifs fournies par les producteurs d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les grandes villes et les municipalités qui font l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à montrer le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités définies d'électricité utilisées à des fins précises.

Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (n° de catalogue 57-207 — \$1.05)

- Bilans énergétiques en unités naturelles et en B.T.U. pour 16 combustibles différents. Chaque bilan fournit des données sur la production, les importations, les exportations, les transferts d'énergie d'une région à l'autre, la conversion d'une forme d'énergie à une autre et la consommation selon 10 secteurs de consommation.

Les publications suivantes sont en vente aux Librairies du gouvernement du Canada ou au Bureau des publications de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16^e, France.

Organisation de coopération et de développement économiques, Enquête de la Division de l'énergie, *Enquête annuelle sur l'équipement électrique*. Situation et perspective (\$4.50 É.-U.)

- ce rapport combine les résultats de deux études exécutées par l'OCDE, soit:
 - a) une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd et de ses caractéristiques techniques dans l'industrie du matériel électrique (Partie I)
 - b) une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des ventes, des commandes en main et de la capacité de production des fabricants européens de matériel lourd de centrales (Partie II).

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication des tendances pour les cinq prochaines années.

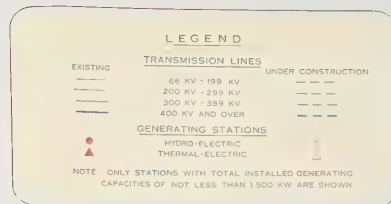
Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, *L'industrie de l'électricité* (\$3.40 É.-U.)

- ce rapport annuel présente une revue générale de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'OCDE au cours des deux dernières années et une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, *Statistique de l'énergie* (\$4 É.-U.)

- ce rapport présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie en suivant une ordonnance normalisée présentant une forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.



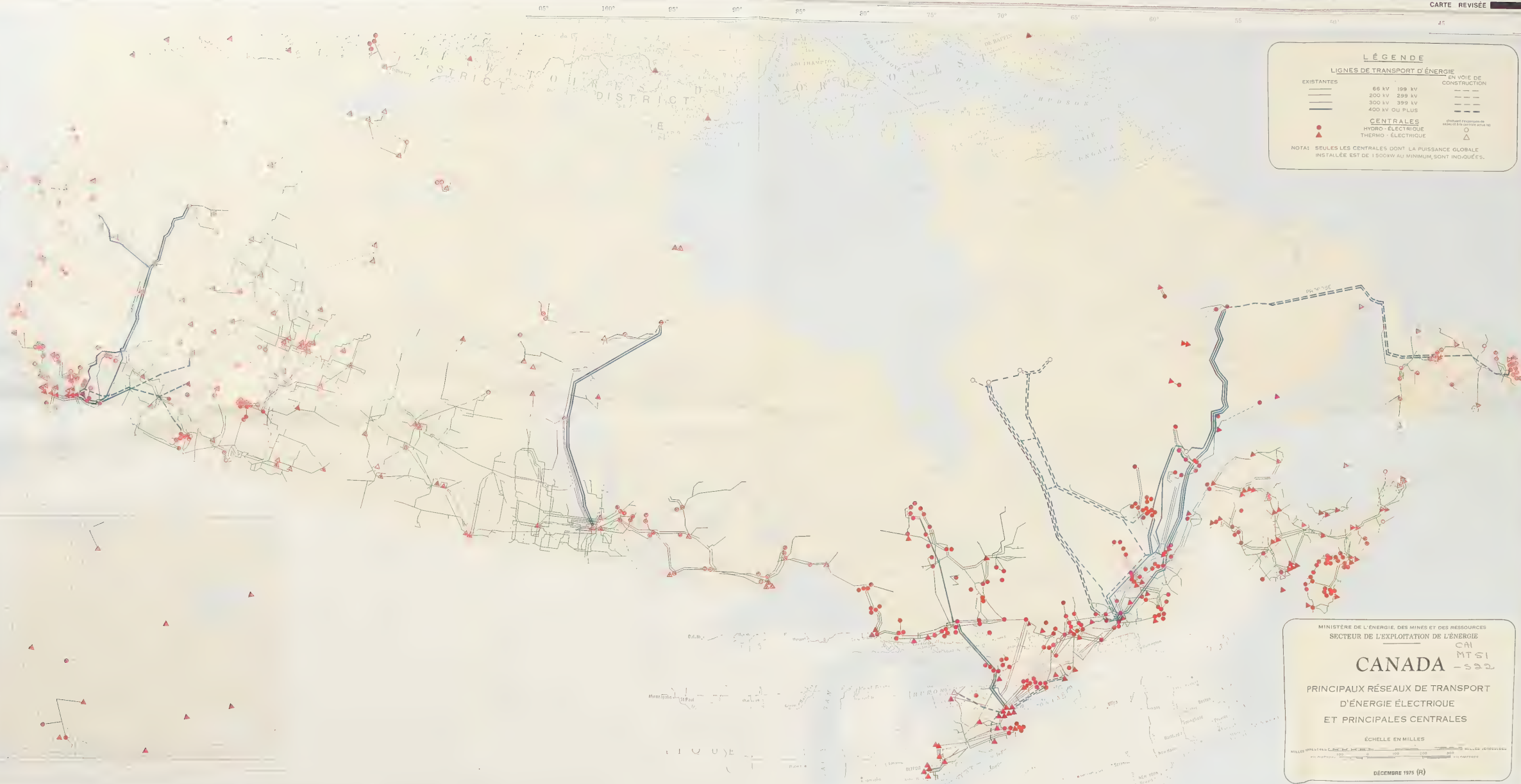
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

CANADA

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE OF MILES
STATUTE MILES 0 50 100 150 200 250 300
KILOMETERS 0 100 200 300 400 500

DECEMBER 1975 (R)



LÉGENDE

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

EXISTANTES	66 kV 199 kV	EN VOIE DE CONSTRUCTION
—	200 kV 299 kV	---
—	300 kV 399 kV	---
—	400 kV OU PLUS	---

CENTRALES

●	HYDRO-ÉLECTRIQUE	○	Centrales existantes de moins de 1 500 kW
▲	THERMO-ÉLECTRIQUE	△	Centrales existantes de 1 500 kW ou plus

NOTA: SEULES LES CENTRALES DONT LA PUISSANCE GLOBALE INSTALLÉE EST DE 1 500 kW AU MINIMUM, SONT INDICUÉES.

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA
MTSI
-522

PRINCIPAUX RÉSEAUX DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ÉCHELLE EN MILLES

0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000

DÉCEMBRE 1975 (R)



AUG 13 1986

